

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Э.А. Петровский
подпись
« ____ » _____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Разработка модели надежности динамической системы бурильной установки

15.04.02 «Технологические машины и оборудование»

15.04.02.02 «Надежность технологических машин и оборудования нефтегазового
комплекса»

Научный руководитель	_____	доцент, к.т.н.	Е.А. Сопов
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А.А. Плющик
	подпись, дата		
Рецензент	_____	_____	_____
	подпись, дата		

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа
Кафедра «Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Петровский Э.А.

подпись
«___» _____ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В ФОРМЕ МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ**

Студенту Плющик Алексею Алексеевичу

Группа: НМ14-01м

Направление: 15.04.02

«Технологические машины и оборудование»

Тема магистерской диссертации: Разработка модели надежности динамической системы бурильной установки

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель магистерской диссертации: Сопов Евгений Александрович,
доцент кафедры “ТМО и НГК”

Исходные данные: постановки задач, модели надежности, список информационных источников.

Перечень разделов:

1. Математические модели процесса бурения
2. Буровые работы, оптимизация режимов бурения
3. Эксплуатационная надежность.

Перечень графического материала: презентация (13 листов).

Научный руководитель _____ доцент, к.т.н

Е.А. Сопов

Задание принял к исполнению _____

А.А. Плющик

« _____ » _____ 2016 г.

АННОТАЦИЯ

Предметом исследования данной магистерской диссертации является возможность влияния на надежность бурового оборудования, путем регулирования параметров режимов бурения.

В диссертации рассматриваются следующие исследовательские вопросы:

- 1) Влияние низкооборотного бурения на надежность оборудования.
- 2) Влияние варьирования параметрами режима бурения на скорость механической проходки.
- 3) Анализ влияния осевой нагрузки и скорости вращения долота на время его работы.
- 4) Целесообразность оптимизации параметров режимов бурения с точки зрения надежности и потери скорости бурения.

В диссертации рассмотрены распространенные математические модели, описывающие процесс механического скорости бурения, время работы опор и вооружения долот. Рассмотрены методы бурения, и оптимизация режимов бурения. Выбран метод влияния на рассматриваемые параметры. По статистическим данным наработки долот проведен расчет на надежность. С помощью пакета прикладных программ MATLAB проведен расчет поправочных коэффициентов. Проанализировано влияние поправочных коэффициентов на надежность долот.

Ключевые слова: надежность, математическая модель, процесс механического бурения, оптимизация, режимы бурения, параметры режимов бурения, вероятность безотказной работы, долота, динамическая система бурильной установки, эффективность бурения.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация по теме «Разработка модели надежности динамической системы бурильной установки» содержит 79 страниц текстового документа, 23 использованных источника, презентационный комплекс – 13 слайдов.

Технологический процесс бурения осуществляется в тесном взаимодействии всех комплексов оборудования, имеющего разное функциональное назначение, при котором отказ или неисправность одного узла или элемента приводят к выходу из строя объекта системы или всего комплекса в целом. При этом перебои в процессе бурения часто сопровождаются возникновением различного рода аварий и осложнений, усугубляющих технологический простой организацией аварийно-ликвидационных работ.

Задача повышения надежности процесса бурения является актуальной в виду существенных потерь нефтедобывающих предприятий, связанных с возникновением отказов и дефектов бурового инструмента, являющихся результатом, в том числе, неоптимального и даже неправильного выбора совокупности управляемых параметров процесса бурения. Особенно актуализируется данная проблема в настоящее время с учетом ограничения материальных ресурсов и доступа к закупкам зарубежного технологического оборудования.

Отказы буровой установки могут вызвать тяжелые последствия, поэтому надежность и прочность – первостепенные требования, предъявляемые к буровым вышкам. Эти качества должны сочетаться с технологичностью, способствующий повышению экономичности и ускорению ремонтных работ.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Математические модели процесса бурения.....	13
1.1 Факторы влияющие на скорость проходки.....	15
1.2 Дифференциальные модели бурения.....	18
1.3 Интегральные модели бурения.....	22
1.3.1 Модель механической скорости с учётом гидравлических параметров.....	26
1.4 Модели времени работы долота.....	27
1.4.1 Модели времени работы опоры долота.....	28
1.4.2 Модели времени износа вооружения долота.....	30
1.5 Полная математическая модель процесса механического бурения..	31
Выводы.....	33
2 Буровые работы, оптимизация режимов бурения.....	34
2.1 Способы вращательного бурения.....	35
2.1.1 Роторное бурение.....	35
2.1.2 Турбинное бурение.....	37
2.1.3 Бурение электробуром.....	39
2.2 Буровые долота.....	40
2.3 Основы оптимизации режимов бурения.....	41
2.3.1 Осевая нагрузка.....	43
2.3.2 Влияние параметров режима бурения на величину проходки на долото.....	45
2.3.3 Частота вращения долота.....	47
2.3.4 Промывка скважины буровым раствором.....	48
2.3.5 Влияние состава и свойств промывочной жидкости на эффективность работы долот.....	51
2.3.6 Влияние осевой нагрузки, частоты вращения, расхода и свойств бурового раствора на стойкость долот и проходку.....	55
Выводы.....	57

3 Эксплуатационная надежность.....	58
3.1 Показатели надежности и их назначение.....	59
3.2 Влияние параметров бурения на безотказную работу долот.....	65
3.3 Исследование надежности опор шарошечных долот по эксплуатационным данным.....	69
Выводы.....	73
Заключение.....	75
Список использованных источников.....	77

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатационная надежность и работоспособность машин и оборудования буровых комплексов относятся к базовым факторам, обеспечивающим рентабельность современного бурового производства. Многообразие агрегатов, оборудования и инструмента, применяемых при бурении скважин, объясняется чрезвычайно широким диапазоном функций, обусловленных потребностями строительства скважин. Кроме того, буровые машины, инструмент и оборудование эксплуатируются в специфических и экстремальных условиях, которые определяются географией производства работ, климатом и сложностью геологического строения нефтегазоносных территорий. Все это предопределяет необходимость разработки таких машин, которые отличаются не только конструктивной и технологической уникальностью, но и высокой надежностью функционирования всех элементов. Технологический процесс бурения осуществляется в тесном взаимодействии всех комплексов оборудования, имеющего разное функциональное назначение, при котором отказ или неисправность одного узла или элемента приводят к выходу из строя объекта системы или всего комплекса в целом. При этом перебои в процессе бурения часто сопровождаются возникновением различного рода аварий и осложнений, усугубляющих технологический простой организацией аварийно-ликвидационных работ.

Таким образом, совершенствование эксплуатационной надежности и работоспособности оборудования и машин бурового комплекса является проблемой актуальной, требующей проведения значительного объема экспериментально-теоретических исследований. Эти исследования выполняются на основе положений теории надежности, предусматривающей возможность количественной оценки показателей, характеризующих работоспособность и долговечность механических систем. Эти показатели объективно отражают текущее технико-технологическое состояние исследуемых объектов и позволяют анализировать тенденции технического

развития, а также прогнозировать пути его совершенствования. Решению этой задачи способствуют систематизация причин отказов, выявление видов изнашивания и применение научных основ трибологии, обеспечивающих увеличение сроков службы исследуемых изделий [1].

Проектирование и изготовление высоконадежного оборудования требует дополнительных средств. Но с увеличением надежности уменьшается число отказов, время вынужденного простоя, количество запасных частей, что позволяет снизить эксплуатационные расходы. Таким образом, с увеличением надежности оборудования возрастает стоимость проектирования и изготовления, но уменьшается стоимость эксплуатации. Существует некоторое оптимальное значение надежности, при котором суммарная стоимость проектирования, изготовления и эксплуатации минимальна.

Анализ работ по надежности буровых установок показывает, что в отечественной и зарубежной литературе слабо освещены вопросы изучения причин и характера отказа основных узлов буровых установок: роторов, вертлюгов, насосов и другого бурового оборудования, что эти вопросы изучены недостаточно полно и для получения объективных данных, которые требуются при решении задач по повышению надежности и эффективности технического обслуживания и ремонта буровых установок, требуется большой объем статистических данных [2].

Важно добиться повышения надежности, затрачивая минимум ресурсов, так как бурение скважин на нефть и газ является самым дорогостоящим процессом из всего объема работ, связанных с разведкой, добычей и транспортом этих полезных ископаемых. Поэтому делается упор на оптимизацию процесса бурения. Сложность задачи оптимизации процесса бурения заключается в неоднородности разбуриваемых пород и ограниченности информации об ее свойствах. Затрудняет принятие оптимального решения тот факт, что многие геологические параметры носят нечеткий характер.

При построении систем управления процессом бурения встает вопрос о разработке новых моделей, способных накапливать информацию об объекте в процессе эксплуатации системы, работать с нечеткими данными.

Применение работоспособных и эффективных автоматического управления позволит повысить производительность бурового станка, увеличить срок безаварийной работы установки, стойкость породоразрушающего инструмента и тем самым - снизить стоимость проходки одного метра скважины [3].

Эффективность разрушения горных пород при проводке скважины зависит от комплекса факторов: осевой нагрузки на долото, частоты вращения долота, расхода и параметров бурового раствора, типа долота, геологических условий, механических свойств горных пород. Выделяют управляемые параметры режима бурения, которые можно изменять с пульта бурильщика в процессе работы долота на забое, и факторы, которые невозможно оперативно изменять. Определённое сочетание их, при котором осуществляется механическое бурение скважины, и называется режимом бурения.

Параметры режима бурения можно установить и по эмпирическим зависимостям эффективности разрушения горных пород и работоспособности долот. Трудность применения этого метода заключается в том, что при бурении встречается очень много сочетаний типов долот и пород с различными механическими свойствами. Поэтому для установления эмпирических зависимостей необходим большой объём экспериментальных исследований. Поэтому в настоящее время развиваются методы оперативного управления процессом бурения и разрабатываются технические средства, обеспечивающие отработку долот в оптимальном режиме.

После бурения достаточного числа скважин режим может быть уточнён по промысловым статистическим данным. Сущность этого метода заключается в том, что показатели работы долот группируют по сопоставимым интервалам (режимным пачкам). Затем полученные данные обрабатывают с привлечением различных методов математической статистики и выбирают наиболее

эффективные модели долот и турбобуров (электробуров), а также параметры режима бурения, при которых достигаются наиболее высокие показатели бурения (механическая или рейсовая скорости бурения, минимум себестоимости 1 м проходки). Хотя этот метод проектирования режимов наиболее распространен, он имеет и ряд недостатков, заключающихся в том, что лучший режим бурения выбирают из уже имеющихся; а результаты анализа зависят от полноты и достоверности данных, внесенных в карточки отработки долот; а также необходим большой объём фактического материала.

Статистические методы обработки промысловых данных дают возможность выявить влияние различных факторов на процесс бурения и получить аналитические функции, связывающие эти факторы с основными показателями процесса. Исследуя эти функции, можно определить степень и направление влияния каждого входного фактора и выбрать наиболее оптимальные сочетания параметров режима бурения.

Для этого понадобится проанализировать известные математические модели процесса бурения, на основе которых выбрать ту модель, которая будет соответствовать поставленным целям.

Целью работы является повышение надежности динамической системы бурильной установки с минимальной потерей эффективности бурения, путем применения низкооборотного бурения и оптимизации параметров режима бурения.

Для достижения цели сформулированы следующие задачи:

- 1) Рассмотреть математические модели механического процесса бурения.
- 2) Рассмотреть режимы бурения и способы их оптимизации.
- 3) Проанализировать влияние параметров режима бурения на надежность долот.
- 4) Рассчитать вероятность безотказной работы долот.
- 5) Рассчитать коэффициенты, влияющие на показатели процесса бурения.
- 6) Проанализировать влияние поправочных коэффициентов на надежность и эффективность бурения.

Работа имеет практическое значение, полученные результаты и сформулированные выводы могут быть использованы при определении оптимальных параметров процесса бурения для повышения показателей надежности и эффективности. Рассмотренный подход может быть развит и использован для оптимизации параметров процесса бурения в различных условиях.

Апробация работы проведена. Написана статья, которая прошла рецензирование и принята к печати в журнал Научно-технический вестник Поволжья №3 2016. Журнал включен в список ВАК, начинающий свое действие с 1 декабря 2015 года.

1 Математические модели процесса бурения

Процесс углубления является основным процессом проводки скважины, поэтому ему уделено особое внимание. Непосредственно механическое разрушение породы долотом является вибрационным процессом, обусловленным взаимодействием режущей части вооружения долота и реакцией разбуриваемых пластов. Математически механический процесс углубления может быть представлен тремя уравнениями:

1) $\vartheta_m = f(G, n)$ – зависимостью механической скорости проходки ϑ_m от осевой нагрузки на долото G и скорости вращения ротора n ,

2) $t_b = f(G, n)$ - зависимостью времени работы вооружения долота t_b от осевой нагрузки на долото G и скорости вращения ротора n ;

3) $t_o = f(G, n)$ – зависимостью времени работы опоры долота t_o от осевой нагрузки на долото G и скорости вращения ротора n .

Модель может быть представлена как в дифференциальном, так и в алгебраическом виде. Дифференциальная форма модели предопределяет возможность слежения и эффективного управления быстро протекающим во времени процессом с изменяющимися факторами. Большое число возмущений от изменений свойств породы, колебаний системы, сил трения и т. п. ведет к непрерывным колебаниям, иногда с очень большой частотой и амплитудой, осевых нагрузок, крутящих моментов, механических скоростей и проходок. Однако возможность влияния с такой же частотой на процесс управления с поверхности для его поддержания в заданных пределах практически отсутствует. Главной причиной является наличие между рабочим органом - долотом и элементами управления на поверхности очень инерционного звена - колонны бурильных труб. Физически колонна труб длиной в несколько километров (2-3 км для неглубоких и 5-6 км для глубоких скважин) представляет собой пружину, которая, несмотря на жёсткость её элементов (свечей труб) может сжиматься, разжиматься и изгибаться во всех направлениях. На колонну действуют упругие силы, факторы, генерирующие

продольные и поперечные колебания, силы трения и т.д. Поэтому попытки управления по непрерывно изменяющимся параметрам приводят лишь к потере устойчивости параметров в системе управления [4].

Наблюдения показывают, что обычно мгновенная механическая скорость не остается постоянной и колеблется в довольно широких пределах около средней величины, образуя известные всем пилообразные гармонические графики $v_m(t)$ с небольшим временем периода Δt и различными амплитудами v_m в отдельных периодах. Объясняется это многими причинами: кратковременными колебаниями осевой нагрузки, неравномерностью подачи долота, изменениями свойств породы в тонких пропластках, динамическим воздействием привода долота совместно с бурильной колонной и другими причинами. Проследить за этими быстрыми колебаниями, а тем более отреагировать на них через соответствующие механизмы с целью выравнивания графика очень трудно. Но для целей оптимизации бурения это и не нужно, так как для оптимизации необходимы сглаженные средние значения различных параметров на различных участках времени [5].

Отсутствие возможности реализации действительно динамического управления процессом, очевидно, делает ненужным и математическое усложнение его модели. Оно приведет только к более сложным и трудоемким условиям оперирования моделью, необходимости использования более квалифицированного персонала, не давая никакого эффекта. По этой причине алгебраическая форма математической модели с осредненными по небольшим интервалам времени опытными коэффициентами, характеризующими условия протекания процесса, предпочтительнее, чем дифференциальная.

Алгебраическая форма моделей является демпфированным, сглаженным отображением дифференциальной формы и наиболее точно описывает математически процесс углубления.

1.1 Факторы влияющие на скорость проходки

Модели механической скорости у разных исследователей разнообразны по виду, например, в работе [6] приведено 17 зависимостей. Объясняется это тем, что на механическую скорость ϑ_m влияет большое число различных факторов, учет которых без критической оценки их важности способен осложнить зависимость так, что она потеряет практическую ценность. Эти же многочисленные факторы затрудняют также постановку «чистого» эксперимента на промыслах или статистическую обработку накопленных данных, приводя к сильному разбросу опытных точек, через которые затем трудно провести обобщенную кривую, построенную по определенному математическому закону и объективно отражающую действительное положение.

Самой важной для бурения является зависимость механической скорости ϑ_m от удельной осевой нагрузки на долото \bar{G} (т.е. осевой нагрузки G , приведённой к площади забоя $S_z = \frac{\pi D_d^2}{4}$, где D_d -диаметр долота. Обширная работа М. Г. Бингхэма, тщательно исследовавшего функцию $\vartheta_m = f(G, n)$ по экспериментальным и промысловым данным бурения показывает, что она имеет вид кривой 1а, приведённой на рис. 1.1. Бингхэмом также найдена качественная связь этой формы с физико-механическими свойствами разбуриваемой породы и промывочной жидкости забоя. Его выводы подтверждены отечественной и зарубежной практикой [7]. На рис. 1.1 кривые 2 и 3 характерны для легкобуримых пород, залегаемых, как правило, на малых глубинах (до 2-3-км), а кривая 4 -для твёрдых и крепких пород или для бурения на больших глубинах (5-6 км). Кривая механической скорости ϑ_m является типичной S - образной кривой, которая имеет следующие зоны:

-зона I - зона малых осевых нагрузок, в ней происходит поверхностное, незначительное разрушение породы, её истирание, поскольку контактное

только технически (недостаточная мощность нагнетательных насосов, что в принципе преодолимо), но и технологически, т.к. гидравлическая мощность, приложенная к забой и достаточная для его качественной очистки, может привести к гидроразрыву разбуриваемого или пройденного стволом скважины пласта и, как следствие - к поглощению бурового раствора, т.е. аварийной ситуации.

Поэтому реально достижимый максимум v_m будет находиться в конце зоны III - начале зоны IV.

На величину механической скорости влияют: конструкция и качество изготовления долота, физико-механические свойства породы, величина осевой нагрузки долота и частота его вращения, количество и физико-механические свойства прокачиваемой жидкости, скорость и направление струй, вытекающих из отверстий долота и оmyвающих забой и шарошки, а также многое другое.

Наличие большого числа различных факторов, влияющих на механическую скорость бурения, наглядно показывает трудность их комплексного учета в одной формуле. Однако многолетние исследования позволили все же существенно упростить вид связи механической скорости с этими факторами, оставив из них следующие: осевую нагрузку на долото G , H ; частоту вращения долота n , об/мин; количество прокачиваемой жидкости Q , л/с; физико-механические свойства промывочной жидкости и породы, а также особенность и состояние породоразрушающих элементов долота. Параметры элементов долота определяются в модели опытными коэффициентами, а свойства промывочной жидкости, в отличие от G , n и Q обычно трудно поддаются или совсем не поддаются (например, порода) изменению по желанию бурильщика.

Такие факторы, как расход - количество прокачиваемой жидкости через долото - Q , или величина гидравлической мощности N_d , срабатываемой в отверстиях долота, в известных, опубликованных в отечественной и зарубежной литературе моделях углубления почти отсутствуют. В предложенных моделях количество промывочной жидкости обычно

выбирается на основе опыта бурения и учитывается с помощью коэффициентов, а прогнозируемые показатели считаются справедливыми только для этого количества. Такой подход нельзя считать правильным, так как рассматриваемый фактор тесно связан с другими режимными параметрами и не может определяться вне связи с ними. Количество промывочной жидкости является одним из элементов единого механизма бурения и обязано учитываться во взаимосвязи с другими элементами. В работе [8] сделана попытка преодолеть существующий пробел и найти обоснованное комплексное решение задачи, включив и модель углубления количество промывочной жидкости Q , а в модель промывки ввести механические параметры - осевую нагрузку на долото G и скорость вращения ротора n .

1.2 Дифференциальные модели бурения

Модель Галле-Вудса-Лубинского [9]. В этой математической модели механического бурения, получившей широкие распространение и признание, состояние процесса проходки для произвольного момента времени определяется текущими значениями ϑ_m , степени износа зуба и опоры долота, т.е. некоторым трехмерным вектором в пространстве состояний.

Модель построена без учета ограничений на область управления при допущении, что в конечной точке долбления происходит полный износ зубьев и опоры, учитывает несовершенный вынос шлама с забоя, используется для расчета оптимальной осевой нагрузки и числа оборотов долота для достижения минимальной стоимости проходки.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dh}{dt} = K \frac{\bar{G}^{\beta} \cdot r}{[a(D_3)]^6} \\ \frac{dD_3}{dt} = \frac{1}{A} \cdot \frac{i(n)}{a(D_3)m(\bar{G})}, \\ \frac{dB}{dt} = \frac{1}{S_a} \cdot \frac{n}{L(\bar{G})} \end{array} \right. \quad (1.1)$$

где $r = e^{\frac{100}{n^2}} \cdot n^{0,428} + 0,2(1 - e^{\frac{100}{n^2}})$ – для твердых пород,
 $r = e^{\frac{100}{n^2}} \cdot n^{0,75} + 0,5(1 - e^{\frac{100}{n^2}})$ – для мягких и средних пород,
 $i(n) = n + 4,35 \cdot 10^{-5}n^3$;
 $a(D_3) = 0,928D_3^2 + 6D_3 + 1$;
 $m(\bar{G}) = 1360 - 714\bar{G}$;
 K – коэффициент буримости пород;
 β – экспонента осевой нагрузки;
 D_3 – относительный износ зубьев долота;
 b – экспонента функции износа вооружения долота;
 A – коэффициент абразивности породы;
 S_a – показатель, зависящий от характера износа зубьев;
 $L(\bar{G})$ – функция осевой нагрузки.

В работе [10] приведена другая модель США. В ней механическая скорость бурения также выражается в виде функции нагрузки на долото, скорости вращения и состояния опоры и вооружения долота, но принимается, что скорость проходки линейно зависит от нагрузки на долото и нелинейно от числа оборотов и состояния долота.

$$\left[\begin{aligned} \frac{dh}{dt} &= K \frac{(G-G_0) \cdot n^a}{1+C_2D_3} \\ \frac{dD_3}{dt} &= \frac{A[gn+f(0,1n)^5]}{(D_1-D_2G)(1+C_1D_3)} \\ \frac{dB}{dt} &= \frac{n \cdot G^g}{B_0} \end{aligned} \right. , \quad (1.2)$$

где G_0 – коэффициент нагрузки на долото (давление G , при котором зуб проникает в породу).

Величины параметров f , D_1 , D_2 , D_3 , C_1 , g определяются типом используемого долота.

Значения G , C_2 , B_0 , G_0 , K и a определяются по результатам пробного бурения или проводки предыдущих скважин.

Модель ГПИ (грузинского проектного института) [13].

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dh}{dt} = K \frac{G^{\alpha_1} \cdot n^{\beta_1}}{(1+kD_3)^6} \\ \frac{dD_3}{dt} = A \frac{G^{\alpha_1} \cdot n^{\beta_2}}{1+k_1 D_3} \\ \frac{dB}{dt} = C \cdot G^{\alpha_3} \cdot n^{\beta_3} \end{array} \right. , \quad (1.3)$$

где $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \beta_1, \beta_2, \beta_3$ - показатели степени, которые определяются на основании предварительных экспериментов для каждой категории пород и уточняются в процессе бурения по показателям проходки и отработки долот;

C - коэффициент затупления зубьев долота.

На модель наложены ограничения:

$$\left\{ \begin{array}{l} G_{min} \leq G \leq G_{max} \\ n_{min} \leq n \leq n_{max}, \\ G \cdot n \leq N_d \end{array} \right.$$

где $G_{min}, G_{max}, n_{min}, n_{max}$ - минимальные и максимальные значения осевой нагрузки и скорости вращения ротора;

$N_{пр}$ - механическая мощность привода бурильной колонны.

Оптимизация по этой модели заключается в выборе для каждого долбления значения проходки h , получаемой за минимальное время t_6 . Минимум затрат времени на каждое долбление (рейс) обуславливает минимальное время проходки (строительство) всей скважины $T_{пр}$.

Модель ВНИИБТ (института буровой техники) [10] составлена на базе обработки большого количества долот отечественного производства и описывает процесс взаимодействия долота с породой при допущении преобладающего износа опор долота.

При построении модели предполагалось, что промывка во всех случаях обеспечивает качественную очистку забоя от выбуренной породы.

Модель имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dB}{dt} = K \cdot G^{\alpha} \cdot n^{\beta} \cdot e^{-\frac{a_3 t}{T-aG-bn}}, \\ \frac{dh}{dt} = \frac{A_{\text{ж}}}{T-aG-bn}. \end{array} \right. \quad (1.4)$$

На модель накладываются ограничения, которые обусловлены возможностями бурового оборудования, установленной мощностью на роторе, прочностью бурильных труб, уровнем технологии:

$$G_{\min} \leq G \leq G_{\max}$$

$$n_{\min} \leq n \leq n_{\max}$$

$$G \cdot n \leq N_{\text{д}},$$

$$\sigma(G, n) \leq \sigma(G, n)_{\text{доп}}$$

$$0 \leq B \leq 1,$$

где $\sigma(G, n) \leq \sigma(G, n)_{\text{доп}}$ - рабочее и допустимое напряжение в бурильных трубах соответственно.

Модель Азинефтехим [13]. Уравнения, описывающие состояние объекта "долото-порода" для роторного бурения имеют вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dB}{dt} = \frac{A}{T-aG-bn}, \\ \frac{dh}{dt} = k G^{\beta} n^{\alpha} F, \end{array} \right. \quad (1.5)$$

где F - функция, учитывающая падение механической скорости из-за износа опоры долота;

$\frac{dB}{dt}$ - скорость относительного износа опор долота,

A - коэффициент, учитывающий влияние свойств промывочной жидкости на износ опор долота.

Ограничение:

$$Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}$$

Ограничения на количество прокачиваемой жидкости Q обусловлено возможностями насоса и технологическими ограничениями, связанными с уходом раствора, гидроразрывом пласта и устойчивостью стенок скважины.

1.3 Интегральные модели бурения

Основной составляющей интегральных моделей бурения является уравнение для механической скорости проходки. Большинство отечественных и зарубежных исследователей пришли к выводу, что соотношение, определяющее механическую скорость при обеспечивающем процесс количестве промывочной жидкости, должно иметь вид, предложенный М.Г. Бингхэмом:

$$v_m = KG^\delta n^\alpha, \quad (1.6)$$

где K , δ , α - параметрические коэффициенты.

Коэффициент K в различных источниках получил название «коэффициента буримости» и принимает значения 0,2-0,8, может достигать величины в 2,5 единицы [11]. Коэффициенты δ , α имеют у разных авторов различные значения. Величина δ чаще всего принимается равной единице, но встречается и $\delta = 0,6$. Коэффициент α в основном лежит в пределах 0,4 - 0,75, одни исследователи для частных условий берут его равным 0,1, а другие даже независимо от характера породы - равным единице. Такой разброс значений объясняется, по-видимому, разными методами определения, неполнотой учета влияющих на них факторов, а, возможно, и неудовлетворительными режимами бурения в экспериментах при сборе данных, необходимых для вычисления коэффициентов. Величина коэффициента буримости K , также полученная экспериментально, колеблется в

широких пределах и зависит от конкретных условий бурения (порода, долото, промывка и др.).

С целью учета различных диаметров долота величина G в выражении (1.6) часто заменяется на величину $\bar{G} = G/D$, Тс/см, где D - диаметр долота, см. Тем самым в модели учитывается и диаметр долота. Значение G для существующих типо-размеров долот лежит в пределах 0,5 - 1,2, например, для долота с диаметром 0,214 м значение $\bar{G} = 0,85$.

Эти значения "удельных" нагрузок на долото справедливы для системы единиц СГС. Для перевода их в систему СИ нужно ввести размерные коэффициенты, учитывающие, что $1\text{Тс} = 9,80665 \cdot 10^3 \text{ Н} = 9,80665 \text{ кН}$, а $1 \text{ см} = 0,1 \text{ м}$. Таким образом, величину G в Тс/см для перевода её в систему СИ нужно умножать на 980,665.

На практике в бурении, при разработке проектов на строительство скважин используются обе системы счисления, поскольку вся нормативная документация, коэффициенты, таблицы, номограммы построены с использованием системы СГС и полный переход на систему СИ ещё не закончен. Поэтому в проектах на бурение, геолого-технических нарядах и других документах применяются единицы "метр/час" вместо "метр/сек", "литр/сек" вместо "м³/с", "кгс/см²" вместо "Па" и др.

Для уравнения (1.6) принимается, что расход Q и давление бурового раствора обеспечивают качественную (полную) очистку забоя от выбуренной породы.

С течением времени работы долота вследствие его износа механическая скорость ϑ_m уменьшается по экспоненциальному закону и средняя скорость проходки ϑ_c определяется как

$$\vartheta_m = \vartheta_0 \frac{1-e^{-kt}}{kt}, \quad (1.7)$$

где ϑ_0 - начальная скорость проходки, которая определяется по уравнению (1.6).

Модель фирмы "Теннеко ойл комп" [12]. При определении оптимальных сочетаний нагрузки на долото и скорость вращения ротора с целью обеспечения минимальной стоимости бурения, исходят из того, что механическая скорость и износ долота являются функциями нагрузки на долото, скорости вращения, характеристики пород, типа долота и промывочной жидкости:

$$\vartheta_m = \frac{k \cdot (G - G_0) n^\alpha}{f(h)}, \quad (1.8)$$

где k - коэффициент буримости, определяемый свойствами породы, раствора и типом долота,

G, G_0 - нагрузка на долото и нагрузка на долото, при которой начинается проникновение зуба в породу,

$f(h)$ - характеристика состояния долота.

Модель Погарского А.А. [13]. для механической скорости ϑ_m позволяет учитывать влияние расхода и давления промывочной жидкости и имеет вид:

$$\vartheta_m = \frac{a \cdot n^\alpha \bar{G}^2}{1 + b^4 \bar{G}^4}, \quad (1.9)$$

где a, b, α - коэффициенты, имеющие тот же смысл, что и в зависимости (1.6), но принимающие другие значения.

Коэффициент b зависит от расхода раствора Q и гидравлической мощности, приложенной к долоту N_d и для максимальной скорости $\vartheta_m = \max$ определяется как $b = 1/\bar{G}$.

Средняя скорость проходки ϑ_c для этой модели определяется как:

$$\vartheta_c = \frac{a \cdot n^\alpha \bar{G}^2}{1 + b^4 \bar{G}^4} \cdot \frac{1 - e^{-kt}}{kt}, \quad (1.10)$$

Кривая 1а на рисунке 1 при достаточной промывке лучше всего описывается формулой (1.7). На её основе в работе [13] разработан метод оперативного определения оптимальных режимных параметров процесса бурения для различных условий бурения (систем "долото-порода").

В основе метода лежит проведение пробного бурения, состоящего из трёх опытов, в каждом из которых определяются проходка h , время разбуривания t , скорость проходки ϑ_m удельная осевая нагрузка на долото G и скорость вращения ротора n . При этом первый и второй опыты производятся при одинаковых n и разных G , отличающихся друг от друга на 30-50%, а первый и третий - при разных n , также отличающихся на 30-50%, но одинаковых нагрузках G .

По результатам опытного бурения для каждого интервала пород рассчитываются по выведенным аналитически формулам коэффициенты a , b , α , k строится номограмма - обобщённый график зависимости $\vartheta_m(\bar{G})$ для различных n , другие вспомогательные графики, по которым определяют оптимальную величину ϑ_m и рассчитывают оптимальную проходку на долото h_d и оптимальную рейсовую скорость $\vartheta_p = \frac{h_d}{t+T}$, где t - время бурения до смены долота, T - время спуско-подъёмных операций для замены долота. Значения сочетаний оптимальных G и n определяются из номограммы.

В целом, зависимость (3) является более универсальной, чем зависимость (1.6), т.к. учитывает параметры режима очистки забоя с помощью коэффициента b , но он связан с параметрами Q и N_d опосредованно, неявно. Кроме того, использование для определения оптимальных \bar{G} , n и Q (N_d) номограмм и графиков затрудняет использование этой модели в системе оптимального управления процессом бурения.

Модель ВНИИБТ. Модель научно-исследовательского института буровой техники [14] получена на основании данных по отработке большого количества

шарошечных долот и представляет собой интегральные уравнения, описывающие процессы в объекте "долото-порода" при роторном способе бурения:

$$\begin{cases} \vartheta_m = KG^\delta n^\alpha, \\ T_0 = T - aG - bn, \end{cases} \quad (1.11)$$

где T_0 - допустимое время работы долота до износа опор.

При роторном способе бурения нагрузка на долото ограничена прочностью долота, неустойчивостью низа бурильной колонны:

$$G_{min} \leq G \leq G_{max}$$

Скорость вращения долота изменяется дискретно и ограничена мощностью привода, установленной на роторе, и прочностью бурильных труб:

$$G_{min} \leq G \leq G_{max}$$

$$n_{min} \leq n \leq n_{max}$$

Расход промывочной жидкости ограничен заданным значением $Q > Q_{зад}$,

где $Q_{зад} = kF_3$, $F_3 = \frac{\pi D_c^2}{4}$ – площадь забоя, D_c – диаметр скважины (долота).

1.3.1 Модель механической скорости с учётом гидравлических параметров

Очистка забоя является существенным фактором, влияющим на механическую скорость бурения породы долотом. Некачественная очистка забоя от выбуренной породы приводит к повторному её перемалыванию, затрате лишней энергии на эту работу, снижению к.п.д. процесса механического бурения и увеличению сроков строительства скважины в целом.

Для расчёта оптимальных параметров требуется математическая модель, включающая в себя как механические, так и гидравлические параметры в явном, аналитическом виде, т.е. функция $\vartheta_m = f(G, n, Q)$ или $\vartheta_m = f(G, n, N_d)$, причём применение $N_d = f(Q, P_d)$ гидравлической мощности, приложенной к долоту предпочтительнее, т.к. учитывает как расход, так и перепад давления бурового раствора на долоте.

Очевидно, что переменная N_d должна входить в уравнение функции (1.6) как прямо пропорциональная составляющая с коэффициентом или показателем степени, обеспечивающим необходимый наклон и изгиб кривой функции ϑ_m . Это следует из логики процесса очистки забоя от шлама - чем большее количество жидкости поступает на забой, тем лучше его очистка. При этом, кроме механического разрушения породы может сказываться гидромониторный эффект, т.е. разрушение (размывание) породы струями бурового раствора, вытекающими под большим давлением из промывочных отверстий долота.

В работе [15] с помощью метода наименьших квадратов и регрессионного анализа было получено уравнение механической скорости разрушения породы долотом с учетом гидравлической очистки забоя:

$$\vartheta_m = K \cdot G^\delta \cdot n^\alpha \cdot N_d^m = 0,06 \cdot G^{0,6} \cdot n^{0,59} \cdot N_d^{0,1} \quad (1.12)$$

1.4 Модели времени работы долота

При глубоком бурении наибольшее применение получили шарошечные долота. Для долота возможны два вида износа: по вооружению и по опоре. При износе вооружения истираются зубцы шарошек долота в результате режущего и скалывающего воздействия на забой. Износ опор долота приводит к их поломке, что является гораздо более серьёзным фактором, т.к. может вызвать заклинивание колонны в скважине, искривление её ствола, скручивание и

поломку бурильных труб, их замковых соединений и др. Кроме того, после подъёма бурильной колонны из скважины требуется опускать на забой ловильный инструмент для извлечения остатков сломанного долота, а в случае невозможности - разбуривать оставшиеся детали при следующем рейсе новым долотом. Всё это приводит как к непроизводительным затратам времени, так и к нецелевому использованию и преждевременному износу бурового оборудования, в первую очередь - новых долот. По данным статистики 80% всех выходов долот из строя происходит вследствие поломки именно опор долота, поэтому контроль времени работы опор шарошек до их полного износа приобретает особое значение.

1.4.1 Модели времени работы опоры долота

Зависимость для время работы опоры долота имеет одинаковый вид как в отечественных, так и в зарубежных моделях (США).

Модель Галле-Вудса-Лубинского:

$$t_o = \frac{Sc_0}{n\bar{G}^i}, \quad (1.13)$$

где S – опытный коэффициент, аналогичный $K_{o.ш.}$, $S = \frac{1}{K_{o.ш.}}$, i - коэффициент, зависящий от осевой нагрузки, для рабочих $G = 0,4 - 1,2$ (степень i близка к 2).

Модель фирмы "Теннеко ойл комп":

$$t_o = \frac{B}{n\bar{G}^i}, \quad (1.14)$$

где B - постоянная подшипника, зависит от типа долота и промывочной жидкости.

Отечественная модель:

$$t_o = \frac{K_{o.ш.}}{n\chi\bar{G}^\lambda}, \quad (1.15)$$

где $K_{o.ш.}, \chi, \lambda$ - коэффициент и показатели степени, зависящие от конструкции долота, промывочной жидкости, динамики работы долота на забое, среды, в которой работают опоры, твёрдости породы и т.п.

В разных источниках эти параметры принимают разное значение, но $\chi \approx 1$, а $\lambda > 1$ всегда (в машиностроении для стандартных опор качения $\lambda = 3,33$, а $\chi = 1$).

Модель ВНИИБТ:

$$t_o = \frac{c_0}{\beta n \bar{G}^2}, \quad (1.16)$$

где c_0 – степень износа опор, изменяется от 0 до 1 для новых и полностью изношенных опор,

$\beta = \frac{1}{K_{o.ш.}}$ - опытный коэффициент, зависящий от конструкции долота, разбуриваемой породы, промывочной жидкости, динамики работы долота на забое и других факторов.

Можно сделать вывод, что вид модели как для отечественных, так и для зарубежных моделей одинаков, они совпадают и по значениям коэффициентов.

Для условий бурения в Российской Федерации смена долота, в основном, происходит вследствие износа его опор при ещё работоспособном вооружении (80-90% от всего объёма долот заменяются из-за преобладающего износа опор), поэтому уравнение для времени работы долота по его опорам обязательно должно входить в математическую модель бурения.

Тем не менее, оставшиеся 10-20%, приходящиеся на износ вооружения долота при работоспособных опорах являются достаточно значимой величиной, чтобы его можно было бы не учитывать модели механического бурения.

1.4.2 Модели времени износа вооружения долота

Для глубокого бурения наибольшее применение получили шарошечные долота, поэтому зависимость для времени полного износа вооружения шарошек долота для определённых условий бурения и сочетания долото-порода имеет одинаковый вид как в моделях отечественной разработки, так и в моделях США:

Модель Галлс-Вудса-Лубинского (США):

$$t_B = 3100 \frac{A}{(n)_1 (\overline{G})_1}, \quad (1.17)$$

где A - постоянный коэффициент износа вооружения при определённых условиях бурения, определяется из статистической информации,

$(n)_1$ функция от частоты вращения долота,

$\overline{(G)}_1$ - функция от осевой нагрузки на долото.

Модель фирмы "Теннеко ойл комп":

$$t_B = \frac{\int_1^0 f(D_3) dD_3 A (G_{max} - G)}{n^\alpha}, \quad (1.18)$$

где A - коэффициент абразивности, зависит от свойств пород, промывочной жидкости и типа долота,

G_{max}, G - максимальная и рабочая нагрузки на долото,

α - степень пропорциональности v_m числу оборотов n , ($\alpha < 1$)

Отечественная модель:

$$t_B = \frac{1}{k_B n \overline{G}^2}, \quad (1.19)$$

k_B - опытный коэффициент, зависящий от конструкции долота, твёрдости породы, свойств бурового раствора и других факторов, влияющих на износ вооружения;

1.5 Полная математическая модель процесса механического бурения

Выполненные выше обзор и анализ моделей механического разрушения породы долотом позволяет сделать вывод, что в состав математической модели механического бурения должны входить зависимости:

$v_M = f(G, n, N_d)$ - механической скорости проходки v_M от осевой нагрузки на долото G , скорости вращения ротора n и гидравлической мощности N_d , приложенной к долоту;

$t_B = f(G, n)$ - времени работы вооружения долота t_B от осевой нагрузки на долото G и скорости вращения ротора n ;

$t_o = f(G, n)$ - времени работы опоры долота t_o от осевой нагрузки на долото G и скорости вращения ротора n .

В целом, уравнения одного типа в рассмотренных моделях имеют одинаковую структуру и входящие в них параметры, поэтому не имеет принципиального значения, какую зависимость следует включить в математическое описание ТП бурения для разрабатываемой САУ. В качестве базовой примем следующую модель механического разрушения породы на забое:

$$\left\{ \begin{array}{l} v_M = K \cdot G^\delta \cdot n^\alpha \cdot N_d^m \\ t_o = \frac{c_0}{\beta n G^2} \\ t_B = \frac{1}{k_B n G^2} \end{array} \right. \quad (1.20)$$

Ограничения модели:

$$G_{min} \leq G \leq G_{max}$$

$$n_{min} \leq n \leq n_{max}$$

$$kGn \leq N_{\Pi}$$

ϑ_M - механическая скорость проходки;

K - коэффициент пропорциональности (буримости);

G - осевая нагрузка на долото;

$\bar{G} = G/D_d$ - удельная осевая нагрузка на долото G , приведённая к его диаметру D_d ;

n - скорость вращения ротора;

$N_d = Q \cdot P_c$ - гидравлическая мощность привода, приложенная к долоту;

Q - расход бурового раствора;

P_c - давление раствора в стояке;

δ, α, m — показатели степени, зависящие от типа долота и качества очистки забоя;

t_0 — время работы опоры долота;

t_B - время работы опоры долота;

c_0 — степень износа опор, изменяется от 0 до 1 для новых и полностью изношенных опор,

$\beta = 1/K_{o.ш}$ - опытный коэффициент, зависящий от конструкции долота, разбуриваемой породы, промывочной жидкости, динамики работы долота на забое и других факторов, влияющих на износ опор шарошек долота;

k_B - опытный коэффициент, зависящий от конструкции долота, твёрдости породы, свойств бурового раствора и других факторов, влияющих на износ вооружения;

k - размерный коэффициент пропорциональности;

G_{min}, G_{max} - минимальная и максимальная осевая нагрузка на долото;

n_{min}, n_{max} - минимальная и максимальная скорость вращения ротора;

N_{Π} — механическая мощность привода;

При этом на протяжении однородного по твёрдости интервала проходимых пород на забое должна поддерживаться постоянная механическая мощность, приложенная к долоту, т.е. $N_M = G \cdot n = const$.

Выводы

Математические модели процесса бурения помогают описать процесс углубления рабочего инструмента в разрабатываемую породу. Все модели могут представлены, как в дифференциальном, так и в алгебраическом виде. Дифференциальные формы уравнений могут отражать более подробную информацию о режиме бурения, тем самым предоставляя возможность более эффективного управления процессом. Рассмотрены, как отечественные, так и зарубежные модели, отражающие зависимость механической скорости бурения, времени работы опор и вооружения долот от осевой нагрузки на долото и скорости вращения ротора. Определена итоговая полная математическая модель, включающая в себя зависимости механической скорости проходки v_m от осевой нагрузки на долото G , скорости вращения ротора n и гидравлической мощности N_d , приложенной к долоту; времени работы вооружения долота t_b от осевой нагрузки на долото G и скорости вращения ротора n ; времени работы опоры долота t_o от осевой нагрузки на долото G и скорости вращения ротора n .

2 Буровые работы, оптимизация режимов бурения

Совершенствованием режима бурения специалисты начали заниматься с момента возникновения способа вращательного бурения. Целью этих работ является ускорение процесса строительства скважин и снижение себестоимость метра проходки.

Методы поиска оптимальных режимов бурения хорошо известны, они основаны, как правило, на анализе и обобщении опыта бурения предыдущих скважин, обнаружении и применении лучших вариантов из этого опыта. Метод может быть: пассивным (статистический анализ работы долот по пробуренным скважинам, в лучшем случае - с использованием компьютерной техники) или активным (результаты специально спланированных испытаний новых типоразмеров долот, новых способов бурения или забойных двигателей, проводки опорно-технологических скважин и т. п.).

В основе статистических методов лежит промысловая информация об уже отработанных долотах, которая обрабатывается с помощью 1 методов математической статистики. Первоначально, при малом объеме информации, результатов проходки нескольких скважин было достаточно для установления более эффективных режимов бурения. Однако рост объемов бурения, появление новых типоразмеров долот и забойных двигателей, усложнение математического анализа привело к увеличению вычислений, с чем не смогли справиться технологические службы предприятий. Вследствие этого большая часть промысловой информации не обрабатывалась и до сих пор не используется в должной мере. Их нельзя называть оптимизационными методами (методиками), они обеспечивают только частичное совершенствование режимов бурения за счет изменения, как правило, одного или части параметров режима бурения: либо подбора более эффективных типоразмеров долот, либо применения улучшенной гидравлической программы промывки, являющейся составной частью режима бурения, и т. п. [16].

2.1 Способы вращательного бурения

В настоящее время глубокие нефтегазовые скважины бурят вращательным способом с передачей вращения долоту с устья скважины от ротора через колонну бурильных труб или с передачей вращения долоту непосредственно от вала (или через низ бурильной колонны) гидравлического или электрического забойного двигателя – турбобура, винтового бура или электробура.

Основные требования к выбору способа вращения долота определяются необходимостью обеспечения успешной проводки ствола скважины при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями.

Целесообразность применения тех или иных способов бурения и их разновидностей (ударно-вращательное, турбинно-роторное, реактивнотурбинное, с промывкой различными буровыми растворами, различными долотами) определяется с учётом геологических, технических и экономических факторов. Эти решения пересматриваются по мере совершенствования технологии и техники бурения (долот, труб, растворов) и уточнения условий проводки скважин. Возможно сочетание нескольких способов при проводке различных интервалов одной и той же скважины.

2.1.1 Роторное бурение

При роторном бурении вращение долоту передается от вращающего его механизма – ротора, устанавливаемого на устье, через колонну бурильных труб (полый вал). При бурении неглубоких, малого диаметра скважин (структурно-поисковых, разведочных на твёрдые полезные ископаемые, вентиляционных стволов) чаще применяют вращатели шпиндельного типа.

Ротор используется и для удержания на весу колонны бурильных и обсадных труб при их спуске, подвеске, отвинчивании. Поэтому ротор необходим и при бурении забойными двигателями. В последнем случае на

застопоренный стол ротора через колонну бурильных труб и ведущую трубу передаётся и реактивный крутящий момент от забойных двигателей.

Привод ротора осуществляется от лебедки через карданный вал либо цепную передачу или от индивидуального привода, позволяющего в широких пределах регулировать частоту вращения (от 20 до 200 об/мин и более), а также снижать нагрузку на привод лебёдки при подъёме колонны с вращением, уменьшать изнашивание лебедки и её привода. При вращении бурильной колонны меньше опасность её прилипания, зависания, прихвата.

Режим роторного бурения. Практика бурения показывает большое отрицательное влияние частоты вращения, диаметра труб, длины колонны на коэффициент передачи мощности на забой и на мощность на долоте. Так, при установленной на поверхности мощности привода ротора около 300 кВт на забой передается лишь 60 кВт при глубине бурения 3000 м (и менее 30 кВт при глубине бурения 5000 м), частоте вращения 60 об/мин и диаметрах бурильных труб 127 и 114 мм и долота 216 мм. При более высоких частотах (120 об/мин) передаётся ещё меньшая мощность (40 и 25 кВт при тех же глубинах), существенно меньшими будут крутящие моменты и осевые нагрузки на долото. Горные породы будут разрушаться неэффективно, истиранием.

С ростом глубины повышается давление всестороннего сжатия, больше проявляется пластичность горных пород, что требует большей длительности контакта зубьев долота с забоем. Всё это приводит к необходимости снижения частоты вращения с 200-100 об/мин при бурении на глубинах 500-2000 м до 60-20 об/мин при бурении на больших глубинах.

Необходимое снижение частоты вращения и при бурении неглубокозалегающих пород невысокой пластичности и абразивности приводит к кратному снижению механической скорости проходки (по сравнению с высокооборотным бурением забойными двигателями и турбобурами).

Роторное бурение с низкими частотами вращения (20-80 об/мин) и большими крутящими моментами (150-500 кН·м) обеспечивает возможность эффективного разрушения почти всех типов горных пород осадочной толщи

при использовании различных, лопастных и алмазных долот. Эти преимущества, а также создание низкооборотных долот с герметизированными опорами, дающих большую проходку (сотни метров), высокопрочных бурильных и утяжелённых труб с новыми типом резьбы, прочных и долговечных вертлюгов – определяют широкое применение роторного бурения. Основной объём проходки стволов глубоких скважин в мире приходится именно на роторный способ, особенно при бурении вертикальных интервалов наклонных скважин, не требующих использования отклонителей.

2.1.2 Турбинное бурение

Этот метод бурения использует гидравлические забойные двигатели – турбобуры, когда бурильная колонна не вращается и на это не затрачивается мощность буровой установки, а воспринимает реактивный крутящий момент от забойного двигателя и служит каналом для подачи гидравлической энергии на забой, поэтому снижаются аварийность и износ бурильных труб, промежуточных обсадных колонн. Вращение долоту передаётся от вала турбины, приводимого в движение потоком бурового раствора, т. е. при турбинном способе происходит прямая передачи мощности на забой.

Турбобур располагается непосредственно над долотом и является машиной, преобразующей гидравлическую энергию потока бурового раствора в механическую энергию, необходимую для вращения долота.

Турбобур показал особые преимущества при проводке наклонных скважин благодаря удобству ориентирования отклонителей при неподвижной, не вращающейся бурильной колонне. Турбобур прост, дешев, надежен и удобен в эксплуатации, может успешно работать совместно с большинством видов буровых растворов (вода, азрированные растворы, глинистые и эмульсионные). Несколько ниже мощность турбобура при бурении с промывкой вязкими, утяжеленными растворами, при большом содержании шлама, песка и при малых расходах применяемого раствора.

В настоящее время известна неэффективность высокооборотного (600-800 об/мин) турбинного бурения, зато весьма эффективно повышение крутящего момента и мощности на долоте за счёт применения редукторов, секционирования (соединение двух, трех и более турбобуров), перехода на шаровую опору, в которой потери мощности на трение меньше, чем в осевой опоре скольжения.

Для увеличения мощности, упрощения изготовления, транспортирования и ремонта турбобуры выполняют двух- и трёхсекционными. Другой путь улучшения моментной характеристики турбобура – применение механических редукторов, снижающих частоту вращения долота в 2-3 раза и соответственно повышающих крутящий момент. Это расширяет область эффективного использования турбобуров при бурении глубоких скважин в пластичных породах с долотами, требующими большого крутящего момента.

Особенности турбинного бурения заключаются в следующем.

1. Улучшаются (в отличие от роторного способа) условия работы бурильной колонны, что позволяет облегчить и удешевить её, применить легкосплавные и тонкостенные стальные бурильные трубы. Во избежание зависания и прилипания колонны целесообразно лишь периодически её проворачивать ротором, поэтому здесь срок службы бурильной колонны обычно в 2 раза больше, чем при роторном способе. Однако повышенные давления в циркуляционной системе вызывают более частый промыв резьб, что требует их тщательного контроля, хорошего крепления, использования соединений повышенной герметичности.

2. Возрастает механическая скорость проходки вследствие высокой частоты вращения долота, что ведет к значительному росту коммерческой скорости, особенно скважин небольшой и средней глубины. Однако при этом снижается проходка на долото из-за повышенного износа опор и вооружения долот, отсутствия долот с герметизированной опорой для высокооборотного бурения, из-за ограничения перепада давления в насадках долота.

3. Могут использоваться все виды буровых растворов (за исключением лишь продувки воздухом). При бурении с промывкой азрированными растворами удастся частично использовать мощность привода компрессоров (энергию сжатого воздуха). Однако турбина имеет относительно низкие показатели при использовании очень вязких и утяжеленных растворов, а также турбины и опоры быстро изнашиваются при высоком содержании в растворе твердой фазы, шлама и песка.

4. Облегчается отклонение ствола скважины в требуемом направлении.

5. Улучшаются условия работы обслуживающего персонала, так как отсутствует шум ротора и вибрация на буровой.

2.1.3 Бурение электробуром

Электробур состоит из трёхфазного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором и шпинделя. Чтобы предупредить чрезмерное повышение пускового тока и заклинивание нового долота, электробур включают, пока он ещё не дошёл до забоя (до сужения). При опасности зависания бурильная колонна медленно вращается ротором (5-30 об/мин).

Буровой раствор проходит через электробур к долоту по центральному каналу в валах двигателя и шпинделя. Для предупреждения попадания раствора в электродвигатель — он заполняется изоляционным маслом, а шпиндель — смазочным маслом.

При бурении электробуром возможно применение любого бурового раствора и воздуха. Однако при промывке азрированными растворами часто случаются пробой электричества. При продувке воздухом электродвигатель охлаждается хуже, поэтому рекомендуется бурить с пониженным примерно на 15% напряжением.

Как и при роторном бурении, здесь имеются два канала передачи энергии на забой: на забой можно подать большую гидравлическую энергию или можно

использовать гидромониторные долота. Однако гидравлические сопротивления здесь в трубах существенно выше, чем в обычных трубах – из-за кабеля и устройств для его подвески. Поэтому при одинаковых условиях и насадках долота электробур менее эффективен.

Вместе с тем, двигатель электробура имеет ряд преимуществ перед турбобуром: более высокий к. п. д. может обеспечить передачу на долото большей мощности и крутящий момент. Электробур легче управляется с поверхности, позволяет применять систем дистанционного контроля при направленном бурении, бурении горизонтальных и многозабойных скважин, т.е. упрощается автоматизация и оптимизация процесса бурения.

Основные затруднения при проходке скважин электробуром связаны с усложнениями наземного и забойного оборудования, бурильной колонны, недостаточно высокой надёжности токопровода, необходимостью создания ремонтных служб, а также – более высокими требованиями к квалификации обслуживающего персонала [17].

2.2 Буровые долота

Горную породу можно разрушать различными методами. При бурении нефтяных и газовых скважин применяется в основном механическое разрушение горных пород. Энергия от двигателя к породе передается непосредственно через породоразрушающий инструмент (долото, колонковое долото, расширитель). При этом на забой передается ограниченная, часто недостаточная энергия для быстрого разрушения пород на большую глубину. Поэтому для повышения эффективности процесса - энергия передается не на всю поверхность разрушения одновременно, а периодически (шарошечные долота), дискретно и лишь на часть поверхности забоя, т.е. концентрированно через породоразрушающие элементы инструмента (зубья, резцы, штыри).

Буровые долота всех типов разрушают породу вдавливанием и скалыванием. У трехшарошечных долот с небольшим скольжением этот вид

разрушения главный, а у лопастных и алмазных долот и коронок, главным образом, - скалывание, вдавливание.

Шарошечные долота изготавливают как с центральной, так и с боковой системой промывки. При боковой системе буровой раствор через отверстия в лапах (одно отверстие в каждой лапе) направляется на периферийную часть забоя под набегающую шарошку. Если отверстия в лапах оснащены гидромониторными насадками, то долото имеет гидромониторную систему промывки. При промывке через центральную насадку лучше очищаются от шлама центр забоя и вершины шарошек. Боковая промывка улучшает очистку забоя. Наиболее эффективна боковая промывка в гидромониторном исполнении, когда высокоскоростные (100 м/с и выше) струи обеспечивают лучшую очистку забоя, удаляют ядра разрушения и доразрушают уже подвергшиеся механическому воздействию участки забоя, при этом мягкие породы разрушаются непосредственно струей. Если перепад давления в долотах с центральной промывкой составляет 0,5-1,5 МПа, то в долотах с гидромониторной системой промывки он увеличивается на порядок.

При бурении лопастными и фрезерными долотами не происходит усталостного разрушения породы, поэтому эти долота используют для разбуривания лишь высокопластичных и сильнопористых пород.

2.3 Основы оптимизации режимов бурения

Эффективность разрушения горных пород при проводке скважины зависит от комплекса факторов: осевой нагрузки на долото (G), частоты вращения долота (n), расхода Q и параметров бурового раствора (p , T), типа долота, геологических условий, механических свойств горных пород. Выделяют управляемые параметры режима бурения (G , ω , Q , p , T), которые можно изменять с пульта бурильщика в процессе работы долота на забое, и факторы, которые невозможно оперативно изменять. Определённое сочетание их, при котором осуществляется механическое бурение скважины, и называется

режимом бурения. При бурении гидромониторными долотами на показатели работы большое влияние оказывает энергия струй из насадок долота, которая является функцией скорости истечения и диаметра струи.

Режим бурения, обеспечивающий получение наилучших технико-экономических показателей (при данных условиях бурения), называется оптимальным. Иногда в процессе бурения приходится решать и специальные задачи, например - проводка скважины через поглощающие пласты, обеспечение минимального искривления скважины, максимального выхода керна, качественного вскрытия продуктивных пластов. Режимы бурения, при которых решаются такие задачи, называются специальными.

Каждый параметр режима бурения влияет на эффективность разрушения горных пород, причем влияние одного параметра зависит от уровня другого. Сочетание этих параметров, обеспечивающее достижение наилучших показателей работы данного долота с помощью данной буровой установки, называют оптимальным режимом бурения. Режим бурения называют скоростным, если на данном этапе достигнуты наивысшие показатели работы долот и использованы более мощная буровая установка и более совершенные технические средства - по сравнению с теми, которые применяются для массового бурения скважин на данной площади.

Если сочетание параметров выбирают не для получения высоких показателей работы долота, а с целью предотвращения искривления скважины, принудительного искривления её с заданной интенсивностью в нужном направлении, улучшения эффективности отбора керна и т. д., - то режим бурения называют специальным.

Об эффективности работы долота на забое судят по нескольким показателям, основными из которых являются следующие.

1. Проходка h , т. е. количество метров, пробуренных данным долотом до полного износа.
2. Проходка h_p за рейс, т. е. количество метров, пробуренных долотом с момента спуска до момента подъёма его с забоя. Для всех долот, кроме

алмазных, обычно проходка за рейс равна общей проходке $h_p = h$. Алмазное же долото, отличающееся большой работоспособностью, может быть спущено в скважину неоднократно: иногда одно алмазное долото используют при бурении отдельных интервалов в нескольких скважинах. Поэтому для алмазных долот $h_p < h$.

3. Средняя механическая скорость проходки (ϑ_m), т. е. количество метров, пробуренных в единицу времени (в м/ч):

$$\vartheta_m = \frac{h_p}{t_m}$$

где t_m - время, затраченное на углубление забоя на h_p (иначе - продолжительность механического бурения), в часах.

4. Средняя рейсовая скорость проходки (ϑ_p), т. е. средняя скорость углубления скважины с учётом затрат времени на разрушение породы и на замену изношенного долота новым, в м/ч:

$$\vartheta_p = \frac{h_p}{t_m + t_c}$$

где t_c — время, затраченное на замену изношенного долота (точнее, на подъём изношенного долота на поверхность, замену его и спуск нового долота на забой, а также на промывку скважины и проработку призабойного участка новым долотом), в часах.

2.3.1 Осевая нагрузка

Разрушение горной породы на забое механическим способом невозможно без создания осевой нагрузки на долото (рисунок 2.1). Чем выше осевая нагрузка (G) – тем выше и механическая скорость бурения (ϑ_m), причём темп её роста для мягких пород более быстрый, т.к. здесь больше глубина погружения зубьев в породу. Известно, что использование поверхностно-активных веществ ПАВ (понижителей твёрдости) увеличивает скорость бурения.

С увеличением всестороннего сжатия и, следовательно, глубины залегания породы, - повышается пластичность её и уменьшается объём лунки, образующейся при вдавливании зуба долота. Поэтому, для разбуривания породы, залегающей на большой глубине, требуется долото с меньшим шагом, чем для разбуривания породы на значительно меньшей глубине. Но уменьшение шага ведёт к снижению контактного удельного давления на породу и, следовательно, к менее эффективному бурению.

В то же время, увеличение глубины внедрения зуба вследствие пластической деформации породы - создает благоприятные условия для скалывания её и для применения долот с повышенным коэффициентом скольжения. Таким образом, увеличение скалывающего воздействия в некоторой степени компенсирует ухудшение эффективности разрушения путём вдавливания.

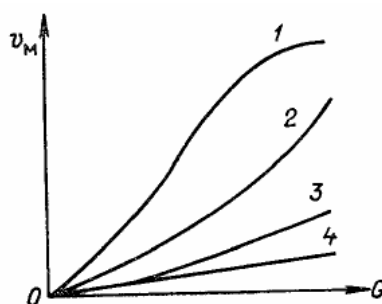


Рисунок 2.1 - Зависимость скорости бурения (v_m) от осевой нагрузки (G) для различных пород:

1 – мягкие; 2 – средней твердости; 3 – твердые; 4 – крепкие породы

2.3.2 Влияние параметров режима бурения на величину проходки на долото

Проходка на долото зависит от скорости разрушения породы и длительности работы его на забое, т. е. от долговечности.

Скорость бурения. Обычно, скорость бурения, даже при высокоскоростном бурении, составляет не более 1-3 м/ч.

Механическая скорость проходки при увеличении осевой нагрузки и неизменной скорости вращения долота растёт быстрее, чем при увеличении скорости вращения и постоянной осевой нагрузке. Мощность на долоте линейно зависит от скорости вращения и осевой нагрузки. Отсюда следует, что форсировать режим бурения шарошечными долотами выгоднее путём повышения осевой нагрузки на долото и снижения скорости вращения, так как при этом замедляется износ вооружения и опор.

С увеличением глубины возрастает время на замену изношенного долота новым, поэтому увеличение проходки за рейс, достигаемое путём повышения осевой нагрузки и снижения скорости вращения долота, ведёт к росту рейсовой скорости.

Долговечность опор. Большое влияние параметры режима оказывают на долговечность опор шарошечных долот. Основными причинами выхода из строя опор являются появление большого люфта в подшипниках из-за истирания тел качения и беговых дорожек и усталостное разрушение их под воздействием больших переменных контактных напряжений. С ростом осевой нагрузки уменьшается срок службы опор при неизменной скорости вращения долота.

Под скоростью износа понимают объём изношенного металла вооружения долота в единицу времени. Наиболее интенсивно зубья изнашиваются в начале работы долота, пока площадь контакта их с породой мала, а контактное давление велико. По мере их износа и увеличения площади контакта уменьшаются контактное давление и скорость износа. Поэтому механическая скорость проходки наиболее интенсивно снижается также в начальный период работы долота на забое.

Но для получения высоких механических скоростей бурения при достаточной очистке забоя необходимо создавать на долото высокую нагрузку, ограничиваемую лишь прочностью бурильной колонны и передаваемым (от ротора или от забойного двигателя) крутящим моментом.

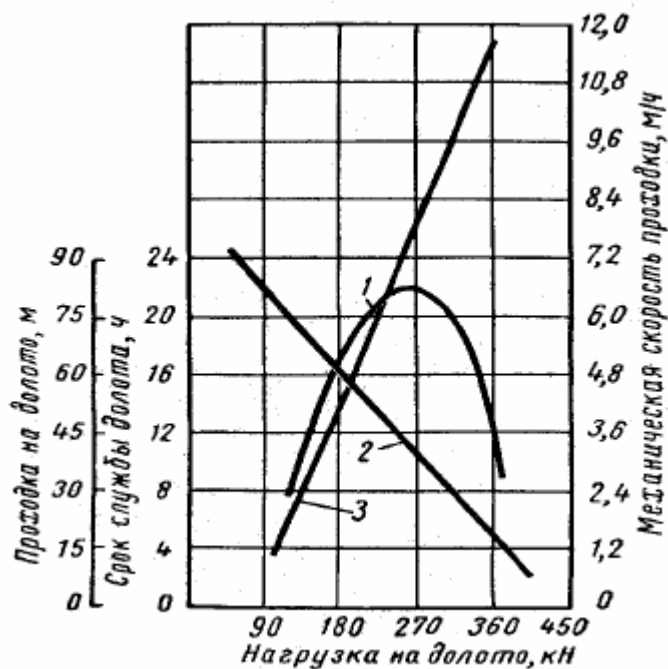


Рисунок 2.2 – Зависимость проходки рейс (1), долговечности долота (2) и механической скорости проходки (3) от осевой нагрузки при постоянной скорости вращения.

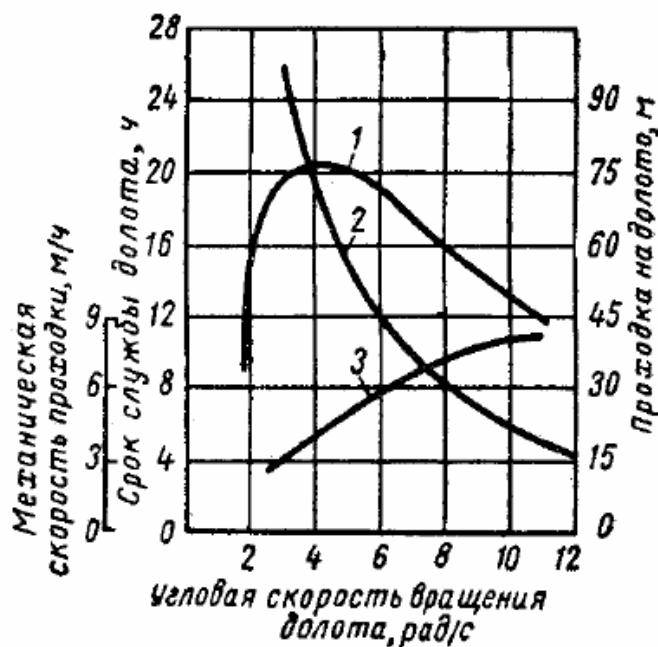


Рисунок 2.3 - Зависимость механической скорости проходки (3), долговечности долота (2) и проходки за рейс (1) от скорости вращения при постоянной нагрузке

2.3.3 Частота вращения долота

С изменением частоты вращения долота (n) меняется число поражений забоя зубьями шарошечного долота. Критическая частота вращения находится в пределах 100-200 об/мин, при дальнейшем повышении частоты вращения темп роста механической скорости бурения уже снижается.

При определенных частотах вращения возможно совпадение (резонанс) частот собственных и вынужденных колебаний низа бурильной колонны, что приводит к повышению эффективности разрушения, увеличению механической скорости.

Скорость вращения. Механическую скорость проходки рассчитывается как произведение величины углубления забоя за один оборот долота на общее число оборотов в единицу времени.

Величина углубления за один оборот долота не зависит от скорости вращения только в области поверхностного разрушения породы, а уже при более высоких контактных давлениях - она уменьшается с увеличением скорости вращения по нескольким причинам:

- с ростом скорости вращения сокращается длительность контакта зуба с породой и при большой скорости длительность контакта может оказаться недостаточной для разрушения; темп снижения величины углубления за один оборот долота тем выше, чем больше осевая нагрузка на забой.
- для удаления раздробленной или сколотой породы при высокой скорости вращения долота времени, с момента воздействия зуба одной шарошки до момента воздействия зуба другой шарошки, может оказаться недостаточно для удаления породы, разрушенной предыдущим зубом, и последующий зуб вынужден повторно измельчать оставшийся шлам;
- скорость вращения усиливает износ зубьев шарошек, увеличивается их площадь контакта с породой и, следовательно, уменьшается контактное давление зубьев на породу;

- из-за пружинящего эффекта ранее выбуренных, но не удаленных с забоя частиц породы, - уменьшается сила удара зубьев долота о породу (также пружинящий эффект возникает при высоком давлении промывочной жидкости, которую вытесняют зубья долота при перекачивании по забою).

Практика бурения показывает, что если механическая скорость проходки не превышает 15 м/ч, то увеличивать расход промывочной жидкости при роторном бурении и бурении электробурами целесообразно лишь до тех пор, пока скорость восходящего потока не достигнет 0,5-0,75 м/с. При дальнейшем увеличении расхода в большинстве случаев потребная гидравлическая мощность возрастает так значительно, что дополнительные затраты средств на повышение мощности не оправдываются небольшим приростом механической скорости проходки.

2.3.4 Промывка скважины буровым раствором

Непрерывная циркуляция бурового раствора при бурении должна обеспечивать чистоту ствола скважины и забоя, охлаждение долота, способствовать эффективному разрушению породы, предупреждать осложнения. Влияние расхода раствора на механическую скорость бурения показано на рисунке 2.4. Как видно из рисунка: пока обеспечивается своевременное и полное удаление шлама, механическая скорость продолжает повышаться с увеличением расхода раствора почти линейно, до некоторой величины, затем – несколько снижается.

В случае повышения частоты вращения увеличивается скорость подачи раствора на забой и облегчается взвешивание шлама.

На долговечности опор положительно влияет и улучшение очистки забоя от выбуренных частиц (снижение концентрации их в промывочной жидкости в призабойной зоне) за счёт увеличения расхода жидкости и, особенно, за счёт гидравлической мощности в насадках гидромониторного долота. В подшипники шарошек поступает менее загрязнённая жидкость, и срок их

службы до износа заметно возрастает. Улучшение очистки забоя ведёт также к снижению затраты энергии на повторное измельчение выбуренных обломков и к повышению механической скорости проходки. Например, при замене обычных долот на гидромониторные и при поддержании скорости струи на уровне 60-75 м/с при роторном бурении - проходка за рейс возрастает на 30-50% и более.

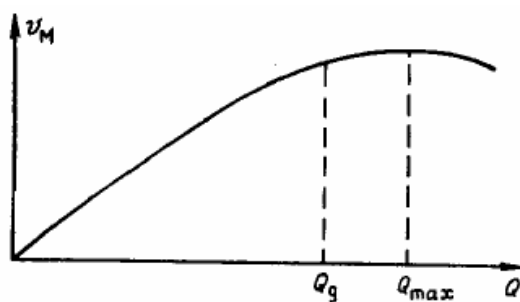


Рисунок 2.4 - Зависимость скорости бурения (v_M) от расхода промывочного раствора (Q)

Долгое время, особенно с развитием турбинного бурения, общей тенденцией было бурение при повышенных расходах раствора, достигавших 25- 35 л/с - для долот диаметром 191 мм и 50-65 л/с - для долот диаметром 269-295 мм. Но опыт бурения и исследования показывают, что вполне достаточны расходы 15-25 и 40-45 л/с соответственно. Для улучшения очистки забоя важно не увеличивать расход сверх этих величин, а совершенствовать направление потоков на забое и повышать (оптимизировать) скорости истечения раствора из насадок.

На механическую скорость бурения существенно влияет плотность бурового раствора. При повышении плотности от $\rho=1$ до $1,3<\rho<2,4$ механическая скорость при прочих равных условиях снижается от 10 до 100%. Наибольшая механическая скорость получается при продувке скважины воздухом, несколько ниже - при промывке аэрированной жидкостью.

Влияние плотности раствора на механическую скорость бурения объясняется повышением гидростатического давления на забой и ростом

перепада давления между скважиной и разбуриваемым пластом, в результате чего ухудшаются условия образования трещин, т.к. выкальываемые частицы прижимаются к массиву.

С понижением плотности в большей мере проявляется эффект неравномерного всестороннего сжатия, облегчающего разрушение пород. С повышением плотности бурового раствора для достижения объёмного разрушения пород требуется повышение осевой нагрузки, а при бурении с промывкой азрированной жидкостью и продувкой воздухом относительно высокие механические скорости могут быть достигнуты и при меньшей осевой нагрузке. Чем выше проницаемость пород и больше водоотдача (фильтрация), меньше вязкость фильтрата, ниже частота вращения, больше продолжительность контакта - тем слабее влияние плотности раствора, поскольку давление на забое и на глубине выкола успевает выравниться.

Растворы с вязкоупругими свойствами относительно лучше выносят шлам с забоя при небольших расходах и низких частотах вращения. Поверхностно-активные свойства фильтрата, добавки ПАВ в растворе облегчают развитие трещин, препятствуют их смыканию, и из-за этого ускоряется проходка. Смазывающие добавки уменьшают потери на трение и дают возможность отрабатывать долота при повышенных осевых нагрузках. При увеличении концентрации твердых частиц снижается скорость бурения.

Расход промывочной жидкости. Значительный рост механической скорости проходки достигается в том случае, когда скорость струй, вытекающих из гидромониторного долота, превышает критическое значение 60-75 м/с, чем выше твёрдость пород – тем выше должна быть и скорость.

Улучшение очистки забоя от выбуренных частиц и снижение концентрации их в промывочной жидкости в призабойной зоне, достигаемое увеличением расхода жидкости и, особенно, гидравлической мощности, реализуемой в насадках гидромониторного долота, положительно сказываются на долговечности опор. В подшипники шарошек поступает менее загрязненная жидкость, и срок их службы до износа заметно возрастает.

Улучшение очистки забоя ведёт также к снижению затрат энергии на повторное измельчение выбуренных обломков и соответствующему увеличению энергии, расходуемой непосредственно на разрушение породы, а следовательно, к повышению механической скорости проходки.

2.3.5 Влияние состава и свойств промывочной жидкости на эффективность работы долот

Одной из причин снижения механической скорости проходки с увеличением глубины скважины – является увеличение твердости горных пород. Из опыта бурения известно, что с увеличением давления столба промывочной жидкости в скважине механическая скорость проходки разных пород изменяется не одинаково (рисунок 2.5): при разбуривании одних пород она может уменьшиться кратно, а при разбуривании других - снижается незначительно или даже остаётся неизменной.

На характер изменения скорости проходки с ростом гидростатического давления влияют и другие факторы. Например, разность между давлением столба промывочной жидкости в скважине и поровым давлением в разбуриваемой породе: чем больше эта разность, тем больше сила, прижимающая выбуренные частицы к породе, тем труднее удалить их с забоя и, следовательно, приходится затрачивать больше энергии на их измельчение.

Для отделения от забоя выбуренной частицы породы необходимо, чтобы давление в микрощели между частицей и материнской породой стало равным давлению столба промывочной жидкости и тогда микрощель заполнится жидкостью (пластовая жидкость, промывочная жидкость либо фильтрат). Скорость заполнения микрощели зависит от проницаемости породы, вязкости пластовой жидкости, а также реологических свойств промывочной жидкости, от её водоотдачи и от вязкости фильтрата. Чем выше проницаемость породы и меньше вязкость насыщающей жидкости, тем быстрее микрощель заполняется жидкостью и тем меньше влияние давления столба промывочной жидкости на

механическую скорость проходки. Например, при разбурировании высокопроницаемого известняка, поровое давление в котором равно давлению столба воды (промывочная жидкость), давление последней практически не влияло на скорость проходки (рисунок 2.5, кривая 1). При разбурировании малопроницаемого мрамора с промывкой чистой водой механическая скорость проходки снижалась, хотя и медленно (рисунок 2.5, кривая 2). В практически непроницаемый глинистый сланец вода проникает крайне медленно, так что повышение порового давления до давления, создаваемого промывочной жидкостью, затруднено, поэтому механическая скорость проходки с ростом давления столба промывочной жидкости здесь снижается значительно (рисунок 2.5, кривая 3).

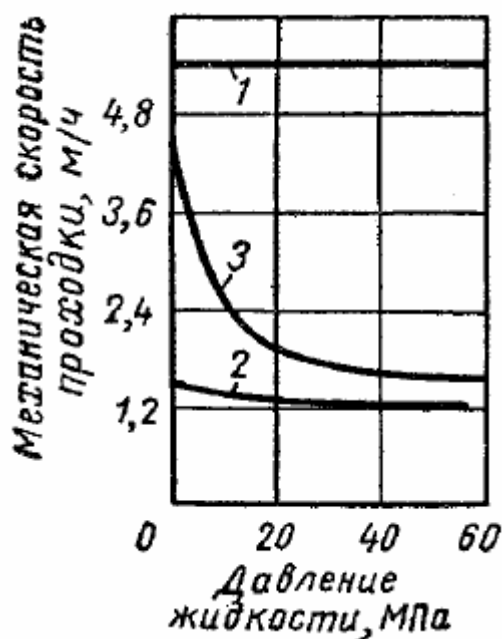


Рисунок 2.5 - Влияние давления столба промывочной жидкости на механическую скорость проходки в зависимости от проницаемости пород:

- 1 - высокопроницаемый известняк; 2 - малопроницаемый мрамор;
3 - непроницаемый глинистый сланец

Особенно резко падает механическая скорость проходки при увеличении разности между давлением промывочной жидкости и поровым давлением до 7-

10 МПа. Отсюда следует, что при бурении необходимо стремиться к поддержанию равновесия между поровым давлением в разбуриваемой породе и давлением столба промывочной жидкости путём регулирования её плотности, например, используя продувку воздухом. Так, при бурении скважин глубиной 2000-3000 м с продувкой воздухом механическая скорость проходки возрастает в 2-3 раза, а проходка за рейс в 5-10 раз.

При бурении с промывкой ньютоновскими жидкостями (вода, нефть) механическая скорость проходки уменьшается с ростом вязкости. Чем выше вязкость жидкости, тем толще слой с ламинарным (а не турбулентным) режимом течения - тем меньше скорость течения в нем, а снижение скорости течения затрудняет удаление с забоя выбуренных частиц даже после заполнения жидкостью микрощелей и выравнивания давлений.

При использовании для промывки жидкостей, содержащих твёрдую фазу, механическая скорость проходки уменьшается с увеличением содержания твердых частиц, причём темп снижения скорости проходки особенно значителен в области малых концентраций твёрдой фазы. Снижение механической скорости проходки вызвано образованием на поверхности забоя фильтрационной корки (или слоя) из частиц твердой фазы. Такая корка резко уменьшает скорость фильтрации жидкой фазы из промывочного раствора в микрощели в породе.

Механическая скорость проходки снижается с уменьшением водоотдачи. Это объясняется как образованием более прочной корки, затрудняющей удаление обломков, так и снижением скорости проникновения фильтрата в микрощели породы и замедлением темпа выравнивания давлений.

В промывочной жидкости почти всегда содержатся поверхностноактивные вещества (ПАВ), способные при адсорбции на поверхности горной породы уменьшать её прочность и тем облегчать разрушение её долотом. Наиболее заметно этот эффект (эффект Ребиндера) проявляется при разбуривании твёрдых пород в режиме поверхностного или усталостного разрушения. Так, в ряде случаев при бурении с промывкой

водными растворами ПАВ механическая скорость проходки увеличивалась в 1,3-2,5 раза. В качестве таких веществ могут использоваться минеральные (NaOH, Na₂CO₃, силикаты натрия и др.) и органические (сульфонол и др.) электролиты, неионогенные ПАВ (марки ОП-10 и др.), а также коллоиды и некоторые высокомолекулярные соединения в незначительных концентрациях (от 0,05 до 0,5-1%). Но некоторые ПАВ, облегчая разрушение горных пород, одновременно значительно увеличивают износ вооружения или подшипников долот, что может привести к снижению проходки за рейс.

С увеличением вязкости, предельного динамического напряжения сдвига или плотности промывочной жидкости при неизменной скорости промывки возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе и давление, которое должны создавать буровые насосы, а следовательно, гидравлическая мощность на промывку скважины. Поэтому при замене одной промывочной жидкости, например воды, другой с большей вязкостью и значительным предельным динамическим напряжением сдвига или большей плотностью (например, глинистым раствором) - приходится уменьшать расход жидкости, особенно если до замены при бурении уже поддерживалось давление, предельно допустимое для насосов или прочности элементов нагнетательной линии. Снижение же расхода часто ведет к уменьшению механической скорости проходки.

Почти все факторы, которые способствуют снижению механической скорости проходки, неблагоприятно влияют также на величину проходки за рейс. Исключение составляют лишь добавки к водным промывочным растворам таких ПАВ, высокомолекулярных веществ и нефти, которые оказывают смазывающее воздействие на подшипники шарошечных долот и другие трущиеся поверхности и тем способствуют увеличению долговечности долота, снижению силы трения бурильных труб о стенки скважины, уменьшению сальникообразования на долоте и повышению фактической осевой нагрузки на забой. По этим же причинам возрастает проходка на долото при замене водной промывочной жидкости - раствором на нефтяной основе.

Добавка смазывающих веществ положительно сказывается и на механической скорости проходки. Так, при увеличении концентрации нефти в растворе на водной основе до 10% почти пропорционально растёт скорость, а при концентрации нефти свыше 15% увеличение скорости проходки обычно прекращается, даже довольно часто наблюдается её снижение. Росту механической скорости проходки способствует и то, что при добавлении к водному раствору небольшого количества нефти эффективный турбулентный режим течения потока возникает при значительно меньшей скорости течения.

Но при замене водной промывочной жидкости раствором на нефтяной основе в скважинах глубиной до 2000-2500 м механическая скорость проходки часто несколько уменьшается. Это объясняется тем, что из растворов на нефтяной основе дисперсионная среда почти не отфильтровывается, и поэтому выравнивание порового давления в призабойной зоне и давления столба промывочного раствора весьма затруднено. При бурении же на больших глубинах, особенно в глинистых породах, часто наблюдается значительное увеличение механической скорости проходки за счёт повышения фактической осевой нагрузки на забой.

Спуск и подъём бурильной колонны. После износа долота бурильную колонну приподнимают на несколько метров и скважину промывают до тех пор, пока плотность промывочной жидкости, закачиваемой в скважину, будет незначительно отличаться от плотности промывочной жидкости, выходящей из скважины.

2.3.6 Влияние осевой нагрузки, частоты вращения, расхода и свойств бурового раствора на стойкость долот и проходку

Увеличение осевой нагрузки и частоты вращения, повышение плотности, вязкости и концентрации твёрдых частиц, снижение расхода раствора, а также теплоёмкости, теплопроводности и смазывающих свойств буровых растворов, неравномерная (рывками) подача долота, продольные и поперечные колебания

низа бурильной колонны, высокая температура на забое — всё это сокращает долговечность и время пребывания долота на забое. Однако конечная цель - не увеличение продолжительности пребывания долота на забое, а получение большей проходки на долото за возможно более короткое время. Поэтому, если изменение какого-то параметра приводит к сокращению продолжительности работы долота на забое, но одновременно увеличивается механическая скорость и повышается проходка на долото - то это изменение целесообразно. Долота выбирают с учётом твёрдости, пористости, пластичности и абразивности горных пород; свойств бурового раствора, характеристики забойных двигателей, ротора и его привода.

Изменение какого-либо одного параметра режима не всегда ведёт к повышению эффективности бурения, если остальные параметры остаются неизменными. Например, увеличение нагрузки на долото может не сопровождаться ростом механической скорости проходки, если при этом не улучшается промывка забоя, т.к. обломки выбуренной породы, которые поток не в состоянии удалить с поверхности забоя, часто запрессовываются между зубьями долота, налипают на него и образуют сальник, в результате - скорость проходки снижается. И при увеличении скорости вращения механическая скорость проходки может не возрасти, а проходка за рейс – даже снизиться из-за роста износа (если осевая нагрузка на долото и промывка забоя останутся неизменными).

Параметры режима взаимосвязаны, и наибольшая эффективность бурения достигается лишь при оптимальных сочетаниях этих параметров, зависящих прежде всего от свойств разбуриваемой горной породы и конструкции долота. При данной осевой нагрузке увеличение скорости вращения долота для повышения механической скорости проходки целесообразно лишь до тех пор, пока возрастает рейсовая скорость и снижается себестоимость 1 м проходки. Оптимальным является лишь тот режим бурения, при котором обеспечивается рост рейсовой скорости или снижение себестоимости 1 м проходки - по сравнению со всеми другими режимами. Любое форсирование режима путём

изменения параметров, ускоряющих износ долота и уменьшающих рейсовую скорость (увеличивающих себестоимость 1 м проходки) - следует считать нерациональным [17, 18].

Выводы

Рассмотрены варианты вращательного бурения. Определены преимущества режима роторного бурения. Установлено отрицательное влияние высокой частоты вращения на коэффициент передачи мощности. Доказано, что роторное бурение с низкими частотами вращения и большими крутящими моментами обеспечивает возможность эффективного разрушения почти всех типов горных пород осадочной толщи. Эффективность разрушения горных пород при проводке скважины зависит от комплекса факторов: осевой нагрузки на долото (G), частоты вращения долота (n), расхода (Q) и параметров бурового раствора (p , T), типа долота, геологических условий, механических свойств горных пород. И при увеличении скорости вращения механическая скорость проходки может не возрасти, а проходка за рейс – даже снизится из-за роста износа (если осевая нагрузка на долото и промывка забоя останутся неизменными).

3 Эксплуатационная надежность

Эксплуатационная надежность и работоспособность машин и оборудования буровых комплексов относятся к базовым факторам, обеспечивающим рентабельность современного бурового производства. Многообразие агрегатов, оборудования и инструмента, применяемых при бурении скважин, объясняется чрезвычайно широким диапазоном функций, обусловленных потребностями строительства скважин. Кроме того, буровые машины, инструмент и оборудование эксплуатируются в специфических и экстремальных условиях, которые определяются географией производства работ, климатом и сложностью геологического строения нефтегазоносных территорий. Все это предопределяет необходимость разработки таких машин, которые отличаются не только конструктивной и технологической уникальностью, но и высокой надежностью функционирования всех элементов. Технологический процесс бурения осуществляется в тесном взаимодействии всех комплексов оборудования, имеющего разное функциональное назначение, при котором отказ или неисправность одного узла или элемента приводят к выходу из строя объекта системы или всего комплекса в целом. При этом перебои в процессе бурения часто сопровождаются возникновением различного рода аварий и осложнений, усугубляющих технологический простой организацией аварийно-ликвидационных работ.

Таким образом, совершенствование эксплуатационной надежности и работоспособности оборудования и машин бурового комплекса является проблемой актуальной, требующей проведения значительного объема экспериментально-теоретических исследований. Эти исследования выполняются на основе положений теории надежности, предусматривающей возможность количественной оценки показателей, характеризующих работоспособность и долговечность механических систем. Эти показатели объективно отражают текущее технико-технологическое состояние исследуемых объектов и позволяют анализировать тенденции технического

развития, а также прогнозировать пути его совершенствования. Решению этой задачи способствуют систематизация причин отказов, выявление видов изнашивания и применение научных основ трибологии, обеспечивающих увеличение сроков службы исследуемых изделий.

Исходя из этого, в настоящем учебном пособии системно обобщаются показатели эксплуатационной надежности и методы их оценок применительно к оборудованию, используемому при бурении скважин; анализируются факторы, влияющие на уровень надежности буровых машин; приводятся режимы нагружений, определяющие работоспособность оборудования; рассматриваются механизмы изнашивания различных поверхностей бурового инструмента и сопряженных деталей, испытывающих нагрузки трения. Такой комплекс знаний является основополагающим в решении проблемы повышения надежности и долговечности бурового оборудования [19].

3.1 Показатели надежности и их назначение

Надежность – сложное свойство объекта. Различают потенциальную надежность объекта, которая достигается в процессе его разработки и конструирования, и фактическую надежность, которая достигается в процессе изготовления объекта и зависит от целого ряда факторов, характеризующих технологический уровень производства.

Оценка показателей эксплуатационной надежности обуславливается сочетанием количественных и комплексных свойств объекта. С количественной точки зрения эти показатели характеризуются безотказностью, ремонтпригодностью и сохранностью; с комплексной – коэффициентами готовности, технического использования, оперативной готовности, планируемого применения и сохранения эффективности системы.

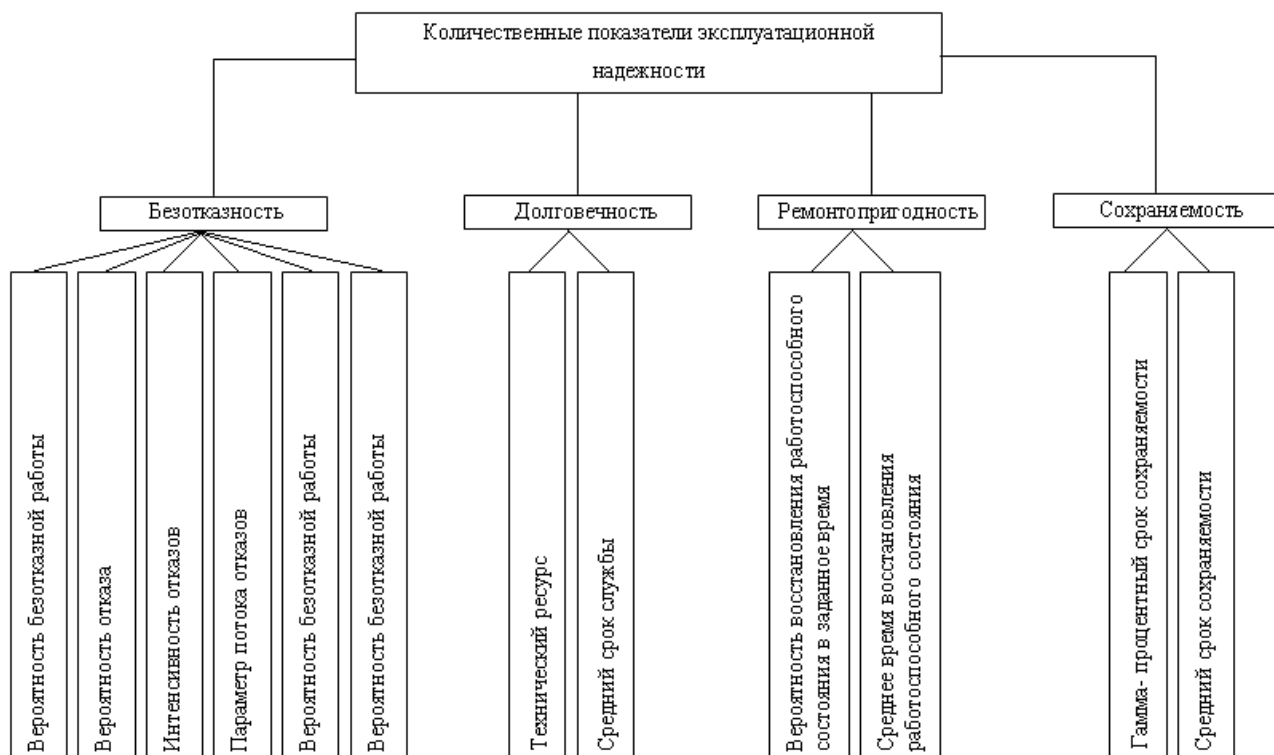


Рисунок 3.1 – Структурная схема количественных показателей эксплуатационной надежности

Вероятность безотказной работы – это функция вида:

$$P(t) = P\{T > t\}, \quad (3.1)$$

где $P(t)$ – вероятность события за время t ;

t – время работы объекта;

T – случайное время наработки на отказ (от начала работы до первого отказа).

Таким образом, функция (3.1) количественно оценивает вероятность события, при котором в пределах заданной наработки объект будет функционировать без отказов. Иначе говоря, эта функция является функцией надежности, наиболее универсально характеризующая надежность работы объекта.

$P(t)$ является непрерывной монотонно убывающей функцией времени: при $t \rightarrow \infty P(t) \rightarrow 0$. Если в момент начала работы объект исправен, т.е.

$P(0) = 1$, то вероятность безотказной работы в интервале конечного времени принимает значение: $0 < P(t) < 1$.

Показатель статистической вероятности безотказной работы $P^*(t)$ объекта за время наблюдения определяется из соотношения:

$$P^*(t) = \frac{N(t)}{N(0)} = \frac{N(t)-n(t)}{N(0)} = 1 - \frac{n(t)}{N(0)}, \quad (3.2)$$

где $N(t)$ – число исправно работающих систем (элементов) объекта;

$N(0)$ – общее число систем (элементов) объекта, находящихся под наблюдением и исправных в начальный момент времени t ;

$n(t)$ – число отказов систем (элементов) объекта за время t .

Вероятность отказа – это функция вида:

$$q(t) = P\{T \leq t\}, \quad (3.3)$$

где $q(t)$ – вероятность отказов за время t .

Функция (3.3) количественно оценивает вероятность события, при котором объект испытывает, по крайней мере, один отказ в течение заданного времени, т.е. эта функция характеризует ненадежность работы объекта (системы).

Вероятность отказа и вероятность безотказной работы за время t связаны зависимостью:

$$q(t) = 1 - P(t), \quad (3.4)$$

Статистическая оценка показателя вероятности отказа $q^*(t)$ определяется по формуле:

$$q^*(t) = \frac{n(t)}{N(0)}, \quad (3.5)$$

Частота отказов $a(t)$ – это функция вида:

$$a(t) = q(t) = -P(t) = f(t), \quad (3.6)$$

характеризующая скорость возникновения отказов изделий ($q'(t)$) или, что одно и то же, скорость снижения вероятности безотказной работы (отрицательная производная – $(P'(t))$), и представляет собой функцию плотности распределения наработки до отказа ($f(t)$).

Статистическая оценка показателя частоты отказов $a^*(t)$ имеет вид:

$$a^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N(0)\Delta t}, \quad (3.7)$$

где $n(\Delta t)$ – число отказавших изделий за интервал времени Δt .

Таким образом, частота отказов – это отношение числа отказавших изделий в единицу времени к первоначальному числу изделий, находящихся в исправном состоянии.

Параметр применяемости для количественной оценки безотказности невосстанавливаемых изделий.

Интенсивность отказов – это функция вида:

$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{P(t)}, \quad (3.8)$$

где $\lambda(t)$ – интенсивность отказов;

Таким образом, функция (3.8) характеризует условную плотность вероятности возникновения отказа невосстанавливаемого объекта за рассматриваемый промежуток времени Δt . Физический смысл плотности

вероятности отказа – это вероятность отказа в достаточно малую единицу времени.

Статистическая оценка параметра интенсивности отказов $\lambda^*(t)$ определяется из выражения:

$$\lambda^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N(\Delta t) \cdot \Delta t}, \quad (3.9)$$

где $N(\Delta t)$ – среднее число объектов (систем), исправно работающих в интервале времени Δt ;

Типичная кривая интенсивности отказов представлена на рисунке 3.2. Она характеризуется тремя временными периодами.

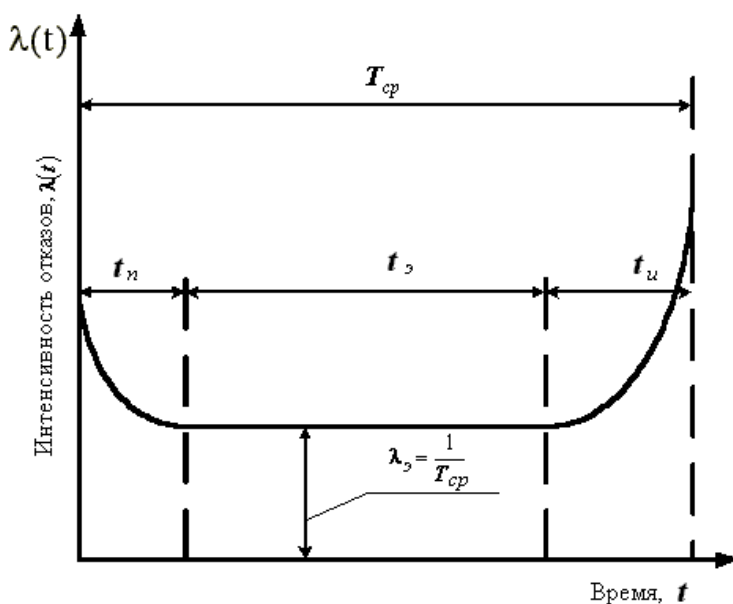


Рисунок 3.2 – Зависимость интенсивности потока отказов объекта $\lambda(t)$ от времени его эксплуатации t :

$t_{\text{п}}$ – период приработки; $t_{\text{з}}$ – период нормальной эксплуатации; $t_{\text{и}}$ – период интенсивного износа; $T_{\text{ср}}$ – средняя наработка на отказ; $\lambda_{\text{з}}$ – уровень интенсивности отказов в период нормальной эксплуатации объекта

Первый период $t_{\text{п}}$ характеризуется достаточно высоким уровнем отказов, что связано с проявлением дефектов, вызванных ошибками конструирования

или нарушениями технологии изготовления (хранения, транспортирования и т.п.) Период характеризуется в основном внезапными отказами, кривая интенсивности которых активно снижается по мере замены вышедших из строя дефектных элементов на качественные. Этот участок графика называют периодом приработки.

Второй участок графика называется периодом нормальной эксплуатации $t_э$, при котором уровень интенсивности отказов $\lambda(t)$ сохраняется относительно постоянным и самым низким в силу отбраковки дефектных элементов в процессе приработки. Отказы, которые происходят в этот период, относительно редки и объясняются преждевременным износом или скрытыми дефектами. Абсолютный уровень интенсивности отказов конкретного объекта (элемента) количественно оценивается из выражения:

$$\lambda_э = T_{cp}^{-1}, \quad (3.10)$$

где T_{cp} – средняя наработка до отказа;

Третий участок кривой в период времени $t_и$ носит название периода интенсивного износа. В этот период интенсивность отказов резко возрастает из-за лавинообразного износа элементов.

Суммарное время:

$$t_п + t_э + t_и = T_{cp}, \quad (3.11)$$

называется средней наработкой до отказа или средней долговечностью и представляет собой математическое ожидание наработки изделия до первого отказа.

$$T_{cp} = \int_0^{\infty} P(t)dt. \quad (3.12)$$

Статистическая оценка этого параметра представляет собой средний срок службы объекта (элемента):

$$T_{\text{ср}}^* = \{N(0)\}^{-1} \sum_{i=1}^{N(0)} t_i, \quad (3.13)$$

где t_i – момент отказа i -го элемента.

Средняя наработка на отказ $t_{\text{ср}}$ – этот параметр используется для количественной характеристики безотказности ремонтируемых (восстанавливаемых) объектов (элементов, систем) между их отказами и представляет собой отношение наработки восстанавливаемого изделия к математическому ожиданию числа его отказов за этот период.

Средняя наработка на отказ статистически определяется формулой:

$$t_{\text{ср}}^* = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} t_i}{n(\Delta t)}, \quad (3.14)$$

где $t_{\text{ср}}^*$ – средняя наработка на отказ для ремонтируемых объектов в промежутке времени между их отказами (без учета времени восстановления).

3.2 Влияние параметров бурения на безотказную работу долот

Исследуемым параметром надежности в работе будет - вероятность безотказной работы долот. Она определяется из вероятностей безотказной работы опорного узла долота и его вооружения:

$$P(t) = P_o(t) \cdot P_b(t) \quad (3.15)$$

где $P_o(t)$ – вероятность безотказной работы опор долота, $P_b(t)$ – вероятность безотказной работы вооружения долота.

В тех случаях, когда отказ опоры является причиной отказа долота, $P(t) = P_0(t)$.

$$P(t) = \Phi_0\left(\frac{T_{\text{ср}} - t}{\sigma}\right) \quad (3.16)$$

где Φ_0 – функция Лапласа, $T_{\text{ср}}$ – средняя наработка до отказа, σ – среднеквадратическое отклонение [20].

Примем значения коэффициентов, соответствующие реальным условиям бурения:

$$K = 0,2 - 0,8; \delta = 0,6 - 1; \alpha = 0,1 - 0,75; m = 0,1; \beta = 0,1; k_B = 0,1[21].$$

Произведем анализ зависимости времени работы вооружения и опор долот, от параметров n и G , при средних значениях коэффициентов (таблицы 3.1, 3.2):

Таблица 3.1 – Время работы тыс. ч. опор долот в зависимости от параметров n и G .

Новые опоры					Изношенные опоры				
G, τ	При $n=50$ об/мин	При $n=100$ об/мин	При $n=150$ об/мин	При $n=200$ об/мин	G, τ	При $n=50$ об/мин	При $n=100$ об/мин	При $n=150$ об/мин	При $n=200$ об/мин
1	0,1800	0,0900	0,0600	0,0450	1	0,0200	0,0100	0,0067	0,0050
2	0,0450	0,0225	0,0150	0,0113	2	0,0050	0,0025	0,0017	0,0013
3	0,0200	0,0100	0,0067	0,0050	3	0,0022	0,0011	0,0007	0,0006
4	0,0113	0,0056	0,0038	0,0028	4	0,0013	0,0006	0,0004	0,0003
5	0,0072	0,0036	0,0024	0,0018	5	0,0008	0,0004	0,0003	0,0002
6	0,0050	0,0025	0,0017	0,0013	6	0,0006	0,0003	0,0002	0,0001
7	0,0037	0,0018	0,0012	0,0009	7	0,0004	0,0002	0,0001	0,0001
8	0,0028	0,0014	0,0009	0,0007	8	0,0003	0,0002	0,0001	0,0001
9	0,0022	0,0011	0,0007	0,0006	9	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001
10	0,0018	0,0009	0,0006	0,0005	10	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001

Продолжение таблицы 3.1.

11	0,0015	0,0007	0,0005	0,0004	11	0,0002	0,0001	0,0001	0,0000
12	0,0013	0,0006	0,0004	0,0003	12	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
13	0,0011	0,0005	0,0004	0,0003	13	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
14	0,0009	0,0005	0,0003	0,0002	14	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
15	0,0008	0,0004	0,0003	0,0002	15	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
16	0,0007	0,0004	0,0002	0,0002	16	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
17	0,0006	0,0003	0,0002	0,0002	17	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
18	0,0006	0,0003	0,0002	0,0001	18	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
19	0,0005	0,0002	0,0002	0,0001	19	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
20	0,0005	0,0002	0,0002	0,0001	20	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 3.2 – Время работы тыс. ч. вооружения долот в зависимости от параметров n и G.

G, т	При n=50 об/мин	При n=100 об/мин	При n=150 об/мин	При n=200 об/мин
1	0,2000	0,1000	0,0667	0,0500
2	0,0500	0,0250	0,0167	0,0125
3	0,0222	0,0111	0,0074	0,0056
4	0,0125	0,0063	0,0042	0,0031
5	0,0080	0,0040	0,0027	0,0020
6	0,0056	0,0028	0,0019	0,0014
7	0,0041	0,0020	0,0014	0,0010
8	0,0031	0,0016	0,0010	0,0008
9	0,0025	0,0012	0,0008	0,0006
10	0,0020	0,0010	0,0007	0,0005
11	0,0017	0,0008	0,0006	0,0004
12	0,0014	0,0007	0,0005	0,0003
13	0,0012	0,0006	0,0004	0,0003
14	0,0010	0,0005	0,0003	0,0003
15	0,0009	0,0004	0,0003	0,0002
16	0,0008	0,0004	0,0003	0,0002
17	0,0007	0,0003	0,0002	0,0002

Продолжение таблицы 3.2.

18	0,0006	0,0003	0,0002	0,0002
19	0,0006	0,0003	0,0002	0,0001
20	0,0005	0,0003	0,0002	0,0001

Из таблиц очевидно, что при увеличении значений параметра n , уменьшается время работы долот. Это пагубно влияет на общие показатели надежности, что видно из формулы (3.16). Так же учитывая то, что роторное бурение с низкими частотами вращения (20-80 об/мин) и большими крутящими моментами (150-500 кН/м) обеспечивает возможность более эффективного разрушения почти всех типов горных пород осадочной толщи при использовании различных, лопастных и алмазных долот, следует вывод, что снижение более низкие частоты вращения действительно актуальны.

Снижение частоты вращения (n), однако, должно сопровождаться повышением передаваемого на долото крутящего момента (M). При этом условии бурение будет вестись в наиболее выгодном низкооборотном режиме при повышенных осевых нагрузках на долото.

С увеличением отношения M/n существенно снижается энергоемкость разрушения пород. Низкооборотное бурение целесообразно и потому, что достаточно стойкие долота с герметизированной опорой созданы именно для этого режима. Всё это обеспечивает получение большей проходки на долото [18].

Отсюда следует, что придерживаясь низкооборотного бурения, нужно уделять внимание другим управляемым параметрам, которые следует корректировать исходя из зависимости параметров, описанной в формуле механической скорости бурения:

$$v_M = K \cdot G^\delta \cdot n^\alpha \cdot N_d^m \quad (3.17)$$

Обеспечивать, подходящую осевую нагрузку и гидравлическую

мощность, следует путем подбора соответствующего оборудования.

Все эти меры в комплексе дадут увеличение времени работы долота, а следовательно и времени средней наработки до отказа $T_{ср}$, что в свою очередь прямым образом влияет, на увеличение вероятности безотказной работы долота по формуле (3.16).

3.3 Исследование надежности опор шарошечных долот по эксплуатационным данным

Так как, по данным статистики 80% всех выходов долот из строя происходит вследствие поломки именно опор долота, поэтому контроль времени работы опор шарошек до их полного износа приобретает особое значение.

По приведенным в работе [22] данным, об отработке долот 269,90К-ПВ исследуем их надежность. Данные представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Некоторые данные условий и режимов отработки опор долот.

№ инструмента	Нагрузка на долото, т	Число оборотов, об/мин	Наработка до отказа, мин	Средний расход промывочной жидкости, л/с	Средняя скорость, м/ч
1	19	95	280	35	9
2	18	95	245	35	9
3	21	100	260	35	9
4	20	95	300	35	9
5	18	95	250	35	9
6	22	110	270	35	9
7	18	100	265	35	9
8	19	110	250	35	9
9	20	95	300	35	9
10	18	100	280	35	9

Продолжение таблицы 3.3.

11	18	110	245	35	9
12	20	105	285	35	9
13	20	90	250	35	9
14	21	105	245	35	9
15	19	90	245	35	9
16	21	105	280	35	9
17	22	105	275	35	9
18	20	100	275	35	9
19	21	100	250	35	9
20	19	110	245	35	9
21	18	100	285	35	9
22	19	90	275	35	9
23	21	95	290	35	9
24	22	90	295	35	9
25	20	90	265	35	9
26	22	95	250	35	9
27	18	105	280	35	9
28	20	110	280	35	9
29	21	105	260	35	9
30	21	95	255	35	9
31	18	90	270	35	9
32	20	100	265	35	9
33	18	110	290	35	9
34	19	105	245	35	9
35	18	100	290	35	9

Данные о наработке до отказа опор долот получены в соответствии с планом $[N U t_0]$, число испытываемых изделий N_0 , доверительная вероятность $\beta = 0,84$ соответствующая вероятности безотказной работы $P(t) = 0,9$ по ГОСТ 27.502-83.

Определяем параметры, характеризующие рассматриваемые вариационные ряды: T_{cp} - средняя наработка до отказа σ –

среднеквадратическое отклонение и значения коэффициентов вариации ν . Доверительные границы T_{cp} и σ , определенные с доверительной вероятностью β по таблицам, приведенным в работе [23].

Доверительные границы: $T_{cp} = 297,7 > 296,3 > 240,8$ мин, $\sigma = 120,12 > 85,9 > 68,64$.

Величина коэффициентов вариации расположена в пределах $0,15 \geq \nu \geq 0,29$, что свидетельствует о возможности использования нормального закона распределения без существенной ошибки за счет того, что при этом законе случайные величины могут принимать и отрицательные значения, в то время как наработка всегда положительная величина.

По вариационным рядам наработок на отказ опор долот строятся эмпирические функции плотностей вероятностей, графически изображаемые гистограммами.

Для этого весь диапазон значений исследуемой случайной величины разбивается на интервалы, и подсчитываются частоты для каждого интервала. Для всех рассматриваемых вариантов число и длину интервалов принимаем одинаковыми: 15 интервалов по 25 мин.

По полученной гистограмме (рисунок 3.3) и значению коэффициентов вариации ν в соответствии с методикой, приведенной в работе [23] принимаем нормальный закон распределения.

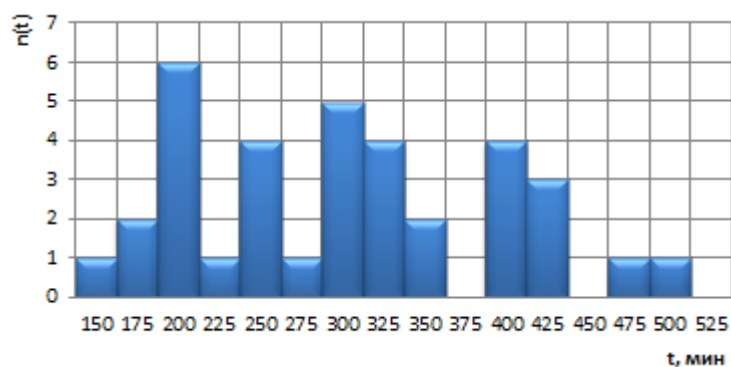


Рисунок 3.3 - Гистограмма частот отказов по интервалам.

Далее проводится оценка параметров принятых законов распределения в дифференциальной (3.18) и интегральной (3.19) форме.

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(t_i - T_{cp})^2}{2\sigma^2}}, \quad (3.18)$$

$$P(t) = \Phi_0\left(\frac{T_{cp} - t}{\sigma}\right), \quad (3.19)$$

На рисунке 3.4 представлена функция вероятности безотказной работы для нормального закона распределения.

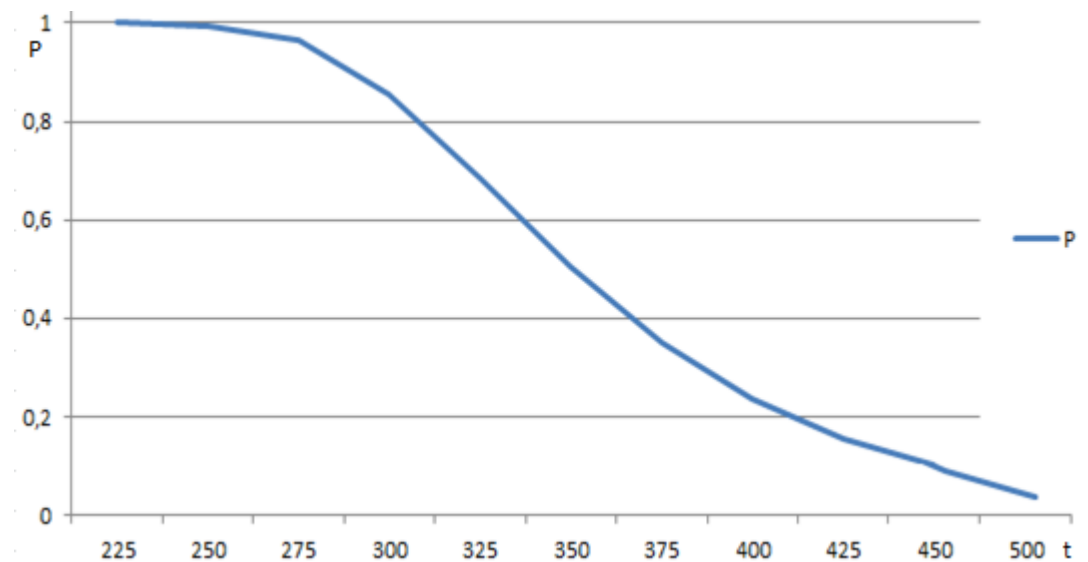


Рисунок 3.4 – Вероятность безотказной работы опор долот.

Согласно системе уравнений (1.20) для повышения вероятности безотказной работы опор долот, примем значимым повышение времени работы опор на 10%.

С помощью пакета прикладных программ MATLAB произведем расчет и подбор поправочных коэффициентов x , y , z , необходимых для поставленной задачи.

$$\left\{ \begin{array}{l} \vartheta_M = K \cdot xG^\delta \cdot yn^\alpha \cdot zN_d^m \\ t_0 = \frac{c_0}{\beta yn x G^2} \\ t_B = \frac{1}{k_B yn x G^2} \end{array} \right. \quad (3.20)$$

В результате были получены коэффициенты и применены к уравнению механической скорости:

$$\vartheta_M = K \cdot 1,25G^\delta \cdot 0,6n^\alpha \cdot 1,5N_d^m \quad (3.21)$$

Согласно расчетам введение новых коэффициентов повлечет потерю механической скорости бурения до 12%.

Изменения вероятности безотказной работы опор долот представлены на рисунке 3.5.

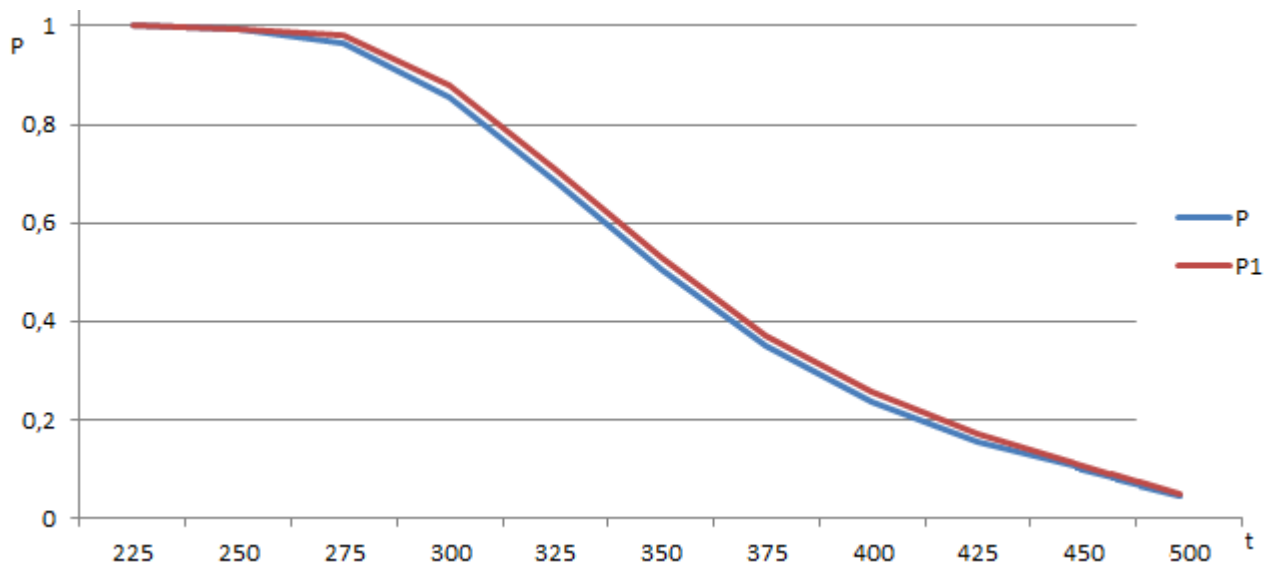


Рисунок 3.5 – Вероятность безотказной работы до (P) ввода коэффициентов и после (P1)

Выводы

Исследованы зависимости времени работы опор и вооружения долот от осевой нагрузки и скорости вращения долота. Проведен анализ надежности опор долот 269,90К-ПВ по представленной статистике отработки долот в определенных режимах бурения. Рассчитаны поправочные коэффициенты, применимые к данным отработанным долотам. Получены результаты изменения вероятности безотказной работы опор долот.

Исходя из результатов, представленных на рисунке 3.5, можно судить о результатах введения коэффициентов. Увеличив время работы опор долот до 10%, получаем увеличение вероятности безотказной работы в среднем до 6%, при этом не критично теряя в скорости проходки. Рациональность данных изменений нужно оценивать исходя из поставленных целей (увеличение скорости бурения, увеличение проходки на долото, снижение износа и т.д.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы получена полная математическая модель механической скорости бурения, установлены зависимости параметров режима бурения. Разработан метод повышения надежности динамической системы бурильной установки с минимальной потерей эффективности бурения, путем применения низкооборотного бурения и оптимизации параметров режима бурения.

Однако целесообразность такого режима бурения с предельной осевой нагрузкой требует более сложного технико-экономического анализа с учётом возможности получения максимальной проходки на долото, снижения частоты вращения и фактической потребности в большем расходе раствора.

Любое изменение параметров режима сказывается на интенсивности износа долота, а по мере его износа снижается и механическая скорость проходки. Наиболее интенсивно зубья изнашиваются в начале работы долота, пока площадь контакта их с породой мала, а контактное давление велико. По мере их износа и увеличения площади контакта - уменьшаются контактное давление и скорость износа.

Известно, что проходка на долото зависит от механической скорости проходки и долговечности долота, которые в свою очередь зависят от параметров режима бурения, поэтому проходка на долото также зависит от тех же параметров. При определенной скорости вращения долота, существует только одно оптимальное значение осевой нагрузки, при котором обеспечивается получение наивысшей проходки конкретным долотом в определенной породе. А при определенной осевой нагрузке существует одно оптимальное значение скорости вращения, при котором достигается наибольшая проходка за рейс выбранным долотом в данной породе.

Исходя из полученных данных и приведенных зависимостей параметров режима бурения, следует вывод, что варьируя этими параметрами, не получить

прироста, и в надежности, и в скорости бурения, и выгоды с экономической стороны, одновременно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Быков, И.Ю. Эксплуатационная надежность и работоспособность буровых машин: Учебное пособие / И.Ю. Быков, Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2004. – 196 с.
- 2 Повышение надежности бурового оборудования в условиях геотехнологии НГМК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.repetitora.com/povyshenie-nadezhnosti-burovogo-oborudovaniya-v-usloviyah-geotekhnologii-ngmk>
- 3 Ситников, Н.Б. Моделирование и оптимизация процесса бурения геологоразведочных скважин: дис. канд. техн. наук: 05.13.07 / Ситников Николай Борисович. – Екатеринбург, 2000. – 350 с.
- 4 Леонов, Е.Г. Новая модель оптимизации режимов роторного бурения. Выбор лучшего типа долота. НТЖ "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море" -М.: ВНИИОЭНГ, №5, 2005. -с. 2-5.
- 5 Оптимизация режимов бурения шарошечными долотами при различных приводах долота / Коршунов Е.С. [и др.] –М.: ВНИИОЭНГ, 1967
- 6 Диспетчерское управление буровыми работами / Вопияков В.А [и др.] М.: Недра, 1974
- 7 Погарский, А.А. Автоматизация процесса бурения глубоких скважин / А.А. Погарский. - М.: Недра, 1972.
- 8 Грачёв В.В., Дигалёв В.З., Малеванский В.Д., Леонов Е.Г. , Цуприков А.А. Математическая модель промывки скважины с учётом механических параметров для управления процессом. Кубан. Гос. технол.ун-т, Труды КубГТУ, - 2003.- Т. XVIII – Серия: Информатика и управление. -Вып. 2. -228 с., с. 47-52.
- 9 Справочник по теории автоматического управления /Под ред. А.А. Красовского. -М.; Наука. Гл.ред. физ.-мат. Лит., 1987. -712 с.

10 Орлов, А.В. Установление оптимального сочетания осевой нагрузки на долото и скорости его вращения при глубоком бурении. Труды ВНИИБТ, вып. 13. М.: Недра, 1974.

11 Погарский, А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения. М.: Недра, 1981, 296 с.

12 Бражников, В.А. Информационное обеспечение оптимального управления бурением скважин. М.: Недра, 1989, 208 с.

13 Булатов, А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 кн. Кн. 1 – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1995. – 272 с.

14 Цуприков, Л.А. Разработка системы адаптивного управления процессом роторного бурения нефтяных и газовых скважин: дис. канд. техн. наук: 05.13.06 / Цуприков Леонид Александрович. - Краснодар, 2008. – С. 37-39.

15 Краснов, С.А. Управление и оптимизация режимов бурения в системе удаленного мониторинга по значениям текущей рейсовой скорости и амплитуде продольных колебаний: дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / Краснов Сергей Алексеевич. - Ухта, 2008. – 143 с.

16 А.К.Порцевский, Р.А.Ганджумян. Оптимизация буровых и горно-разведочных работ, планирование эксперимента: Учебное пособие. – Москва: МГОУ, 2006. – 70 с.

17 Середа, Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1974. – 456 с.

18 Технология бурения глубоких скважин. Под ред. М.Р.Мавлютова. – М.: Недра, 1982. – 287 с.

19 Быков, И.Ю. Эксплуатационная надежность и работоспособность буровых машин: Учебное пособие / И.Ю. Быков, Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2004. – 196 с.

20 Симисинов, Д.И. Исследование и выбор технологических методов повышения надежности шарошечных долот: дис. канд. техн. наук: 05.05.06 / Симисинов Денис Иванович. - Екатеринбург, 2004. – С. 31-34.

21 Цуприков, А.А. Анализ математических моделей механической проходки для оптимизации процесса бурения нефтегазовых скважин // Научный журнал КубГАУ. - 2015. – №107. - С. 5.

22 Симисинов, Д.И., Боярских Г.А., Сухов Р.И. Вероятностная оценка надежности опор шарошечных долот//Материалы междунар. науч. техн. конф. Чтения памяти В.Р. Кубачека «Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности». Екатеринбург, 2004. С. 34-42

23 Боярских, Г.А., Хазин, М Л. Надежность технических систем. Екатеринбург: изд. Уральской гос. горно-геол. академии, 2002. -180 с.